



Sistemi di microcogenerazione per lo sfruttamento di biogas finalizzati alla produzione di acqua calda sanitaria nelle piccole isole – (anno 1 di 3)

M. A. Ancona, L. Branchini, A. De Pascale, F. Melino

SISTEMI DI MICROCOGENERAZIONE PER LO SFRUTTAMENTO DI BIOGAS FINALIZZATI ALLA PRODUZIONE DI ACQUA CALDA SANITARIA NELLE PICCOLE ISOLE – (ANNO 1 DI 3)

M. A. Ancona, L. Branchini, A. De Pascale, F. Melino (Alma Mater Studiorum – Università di Bologna – Dipartimento di Ingegneria Industriale)

Dicembre 2019

Report Ricerca di Sistema Elettrico

Accordo di Programma Ministero dello Sviluppo Economico - ENEA

Piano Triennale di Realizzazione 2019-2021 - I annualità

Obiettivo: *N. 1 - Tecnologie*

Progetto: *1.5 - Tecnologie, tecniche e materiali per l'efficienza energetica ed il risparmio di energia negli usi finali elettrici degli edifici nuovi ed esistenti*

Work package: *4 - Reti energetiche integrate*

Linea di attività: *LA4.6 - Sistemi di microcogenerazione per lo sfruttamento di biogas finalizzati alla produzione di acqua calda sanitaria nelle piccole isole – (anno 1 di 3)*

Responsabile del Progetto: Giovanni Puglisi, ENEA

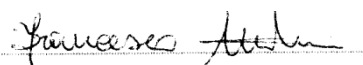
Responsabile del Work package: Paolo Sdringola, ENEA

Il presente documento descrive le attività di ricerca svolte all'interno dell'Accordo di collaborazione *"Sistemi ibridi di accumulo per l'incremento dello sfruttamento della risorsa rinnovabile nell'ambito delle comunità energetiche e Sistemi di microcogenerazione per lo sfruttamento di biogas finalizzati alla produzione di acqua calda sanitaria nelle piccole isole"*

Responsabile scientifico ENEA: Biagio Di Pietra



Responsabile scientifico Alma Mater Studiorum – Università di Bologna – DIN: Francesco Melino



Indice

SOMMARIO	4
1 INTRODUZIONE	5
2 I DIGESTORI ANAEROBICI	6
2.1 PROCESSO DI DIGESTIONE ANAEROBICA	6
2.2 PARAMETRI CHIAVE PER LA GESTIONE DEL PROCESSO DI DIGESTIONE ANAEROBICA	9
2.3 CLASSIFICAZIONE DEI SISTEMI DI DIGESTIONE ANAEROBICA	10
2.4 DEPURAZIONE DEL BIOGAS	11
3 MODELLO MATEMATICO DI UN DIGESTORE ANAEROBICO	13
3.1 BILANCIO DI MASSA RELATIVO ALLA BIOMASSA	13
3.2 BILANCIO DI MASSA RELATIVO AL SUBSTRATO	14
3.3 BILANCIO DI MASSA RELATIVO AL BIOGAS	15
4 SISTEMI PER LA CONVERSIONE DEL BIOGAS	17
4.1 MICRO-TURBINE A GAS	17
4.2 MOTORI A COMBUSTIONE INTERNA	18
4.3 MOTORI STIRLING	20
4.4 CELLE A COMBUSTIBILE	21
4.5 CICLI RANKINE ORGANICI	23
4.6 CONFRONTO TRA LE DIVERSE TECNOLOGIE PER LA CONVERSIONE DEL BIOGAS	24
5 ANALISI DEI FABBISOGNI DI ENERGIA ELETTRICA E ACQUA CALDA SANITARIA PER UN'UTENZA DOMESTICA NELL'AMBITO DELLE PICCOLE ISOLE	26
5.1 PROFILI DI FABBISOGNO TERMICO PER LA PRODUZIONE DI ACQUA CALDA SANITARIA	26
5.2 PROFILI DI FABBISOGNO ELETTRICO	34
6 VALUTAZIONI SUL SISTEMA MICRO-COGENERATIVO	35
6.1 TECNOLOGIE COGENERATIVE COMMERCIALI DI PICCOLA TAGLIA PER LA RICONVERSIONE DI BIOGAS	35
6.2 DESIGN DEL SISTEMA INTEGRATO PER LA PRODUZIONE E LA RICONVERSIONE DI BIOGAS	35
7 IPOTESI DI DESIGN DEL BANCO PROVA DA INSTALLARE IN LABORATORIO	66
7.1 BANCO PROVA MICRO-TURBINA A GAS	70
7.2 BANCO PROVA MOTORE A COMBUSTIONE INTERNA	71
7.3 BANCO PROVA MOTORE STIRLING	72
7.4 BANCO PROVA CELLA A COMBUSTIBILE	73
7.5 BANCO PROVA CICLO RANKINE ORGANICO	74
8 CONCLUSIONI	76
9 RIFERIMENTI BIBLIOGRAFICI	79
10 ABBREVIAZIONI ED ACRONIMI	81
11 INDICE DELLE FIGURE	83
12 INDICE DELLE TABELLE	87
13 CURRICULUM DEL GRUPPO DI LAVORO	88

Sommario

Il presente documento è il risultato della collaborazione tra l'ENEA e il Dipartimento di Ingegneria Industriale (DIN) dell'Alma Mater Studiorum - Università di Bologna, avente l'obiettivo di condurre l'analisi di *Sistemi di microcogenerazione per lo sfruttamento di biogas finalizzati alla produzione di acqua calda sanitaria nelle piccole isole*. Tale collaborazione nasce all'interno dell'Accordo di Programma che il Ministero dello Sviluppo Economico ed ENEA hanno stipulato nel 2019 finalizzato all'esecuzione delle linee di attività del Piano Triennale 2019-2021 della Ricerca e Sviluppo di Interesse Generale per il Sistema Elettrico Nazionale.

Il presente documento descrive la ricerca svolta durante la prima annualità.

L'attività è finalizzata allo studio della possibilità di impiegare biogas prodotto da digestori anaerobici di piccola taglia per la produzione di energia elettrica e acqua calda sanitaria nelle piccole isole non raggiunte dalla rete gas. Il sistema proposto è pertanto basato sulla tecnologia della digestione anaerobica, integrata con un micro-cogeneratore. Inoltre, il sistema in oggetto ha la finalità di ridurre i consumi di energia elettrica (importata dal continente mediante le connessioni sottomarine esistenti) attualmente finalizzati al soddisfacimento dei fabbisogni termici per produzione di acqua calda sanitaria.

Il progetto si articola in un piano di ricerca triennale, suddiviso in tre linee di attività (LA#1_UniBologna-BIOGAS, LA#2_UniBologna-BIOGAS e LA#3_UniBologna-BIOGAS), ognuna della quali di durata annuale. Durante il corso dei tre anni inoltre le attività saranno di tipo sia analitico che sperimentale.

Più in dettaglio, la linea di attività del primo anno è dedicata alla definizione del sistema integrato costituito da un digestore anaerobico di piccola taglia e da un micro-cogeneratore. Lo studio svolto è suddiviso in due fasi, così come di seguito illustrato:

- Fase I – Caratterizzazione di digestori anaerobici di piccola taglia tramite un approccio “black box”: in tale fase è stato sviluppato un modello “black box” in grado di simulare il comportamento di un digestore anaerobico al variare delle condizioni al contorno. Tale modello, unitamente ai fabbisogni di acqua calda sanitaria ed energia elettrica di un'utenza domestica sita nell'isola di Lampedusa, è stato impiegato per definire la taglia del sistema integrato di produzione e riconversione del biogas ed ha consentito di orientare la ricerca di mercato che è stata condotta per individuare alcuni possibili digestori anaerobici in commercio idonei per l'applicazione oggetto di analisi.
- Fase II – Definizione del sistema di conversione del biogas: in tale fase sono state condotte un'analisi sullo stato dell'arte delle diverse tecnologie cogenerative di piccola taglia per la conversione del biogas ed un'analisi di mercato volta ad individuare – sulla base dei fabbisogni di energia elettrica e acqua calda sanitaria registrati per un'utenza domestica sita nell'isola di Lampedusa – alcune possibili alternative per il sistema integrato che si intende realizzare. Per ciascuna tecnologia micro-cogenerativa, inoltre, è stata elaborata un'ipotesi di architettura per il banco prova oggetto di realizzazione durante la seconda annualità. La scelta finale dei sistemi e la fornitura dei modelli commerciali da testare (sia relativamente al digestore che al micro-cogeneratore) verranno effettuate di comune accordo con ENEA sulla base dei risultati ottenuti durante la prima annualità da entrambi i partner.

1 Introduzione

Il presente documento è il risultato della collaborazione tra l'ENEA e il Dipartimento di Ingegneria Industriale (DIN) dell'Alma Mater Studiorum - Università di Bologna, finalizzata all'analisi di *Sistemi di microcogenerazione per lo sfruttamento di biogas finalizzati alla produzione di acqua calda sanitaria nelle piccole isole*. Tale collaborazione nasce all'interno dell'Accordo di Programma che il Ministero dello Sviluppo Economico ed ENEA hanno stipulato nel 2019 finalizzato all'esecuzione delle linee di attività del Piano Triennale 2019-2021 della Ricerca e Sviluppo di Interesse Generale per il Sistema Elettrico Nazionale. I temi sviluppati nell'ambito dell'accordo tra ENEA e il dipartimento DIN dell'Alma Mater Studiorum - Università di Bologna riguardano la possibilità di installare sistemi per la produzione e successiva riconversione di biogas nel contesto di piccole isole non raggiunte dalla rete gas e con una connessione elettrica al continente (mediante connessione sottomarine già esistenti) di ridotta capacità.

Lo studio presentato rientra nell'ambito della ricerca di soluzioni finalizzate al conseguimento di una indipendenza energetica delle utenze site in piccole isole, nonché di una maggiore efficienza energetica e di una riduzione dei costi di produzione. L'obiettivo finale è pertanto quello di favorire lo sviluppo di sistemi di auto-produzione di piccola taglia tali da garantire flussi energetici (elettrici e sotto forma di gas) indipendenti dalla connessione con il continente.

In tale contesto, l'attività è orientata verso lo studio di un sistema integrato composto da un digestore anaerobico e da un micro-cogeneratore, entrambi di piccola taglia in considerazione della tipologia di utenza (residenziale/domestica). Più in dettaglio, si intende analizzare la possibilità da parte di un'utenza domestica di produrre localmente biogas a partire dalla digestione anaerobica di una biomassa costituita dai rifiuti alimentari domestici e di reimpiegare successivamente il biogas prodotto all'interno di un sistema micro-cogenerativo (quale ad esempio una micro-turbina a gas, un motore Stirling, un motore a combustione interna, un ciclo Rankine Organico o una cella a combustibile), con l'obiettivo di produrre energia elettrica e termica che possa coprire – totalmente o parzialmente – i fabbisogni elettrici e di acqua calda sanitaria dell'utenza stessa.

Il sistema integrato oggetto di analisi ha la finalità di ridurre i consumi di energia elettrica (importata dal continente mediante le connessioni sottomarine esistenti), attualmente finalizzati al soddisfacimento dei fabbisogni elettrici e termici per produzione di acqua calda sanitaria.

2 I digestori anaerobici

Nel contesto delle piccole isole, in cui la connessione alle reti di distribuzione del gas naturale e dell'energia elettrica risulta assente o con capacità limitata, i digestori anaerobici per la produzione di biogas sono stati individuati da ENEA come tecnologia di interesse al fine di ridurre i consumi degli utenti domestici. Nel presente capitolo verranno pertanto descritte le principali caratteristiche del processo di digestione anaerobica, i parametri chiave per la gestione ottimale del processo e le diverse tecnologie di digestione attualmente sviluppate.

2.1 Processo di digestione anaerobica

La digestione anaerobica è un processo di conversione di tipo biochimico che consiste nella demolizione – in assenza di ossigeno e per opera di microrganismi – di sostanze organiche complesse (quali lipidi, protidi e glucidi) contenute nei vegetali e nei sottoprodotti di origine animale. Il prodotto finale della digestione anaerobica è un gas (biogas) avente un potere calorifico medio dell'ordine di 23000 kJ/Nm^3 e costituito per il 50÷70 % da metano (CH_4), per circa il 30 % da anidride carbonica (CO_2) e contenente tracce di idrogeno, azoto, composti a base di zolfo e acqua.

Nel dettaglio, il processo di digestione anaerobica consiste in una serie di reazioni biochimiche di demolizione della materia organica in sostanze gassose semplici (principalmente, metano e biossido di carbonio), operate da un folto ed eterogeneo gruppo microbico in condizioni di anaerobiosi. L'energia sprigionatasi viene utilizzata dai batteri per vivere e moltiplicarsi. Se si opera in condizioni adeguatamente controllate, il processo di digestione anaerobica consente la produzione finale di una fonte rinnovabile di energia sotto forma di combustibile gassoso avente un potere calorifico medio-alto.

I microrganismi che interagiscono nel processo di degradazione biologica della sostanza organica appartengono a diversi gruppi batterici [1]: i batteri idrolitici, i batteri acidificanti (acetogeni ed omoacetogeni) e i batteri metanigeni, che occupano la posizione finale della catena trofica anaerobica e ad opera dei quali si ha la produzione di CH_4 e di CO_2 . Il metano, essendo poco solubile in acqua, passa nella fase gassosa, mentre l'anidride carbonica si ripartisce sia in fase gassosa che in fase liquida. Il metano, inoltre, è l'unico composto non reattivo nell'intero processo di digestione anaerobica e può, pertanto, essere considerato il prodotto finale dell'intero processo.

L'attività biologica anaerobica può in generale avvenire in un ampio intervallo di temperature, che va da -5 °C a 70 °C. Le differenti specie microbiche, tuttavia, crescono e si moltiplicano in maniera ottimale in diversi intervalli termici. Di conseguenza, si distinguono microrganismi psicrofili (le cui temperature ottimali sono inferiori a 20 °C), mesofili (per temperature comprese tra i 20 °C ed i 40 °C) e termofili (nel caso di temperature ottimali superiori ai 45 °C).

L'industrializzazione biotecnologica di questo processo naturale ha consentito di ottenere veri e propri processi industriali per la produzione di biogas, a partire da diversi substrati organici quali acque derivanti dall'industria agro-alimentare, fanghi di supero degli impianti di trattamento delle acque reflue, deiezioni animali, biomasse di natura agricola, residui organici industriali e la frazione organica di rifiuti urbani.

In **Figura 1** è rappresentata la decomposizione anaerobica delle principali sostanze organiche (carboidrati, grassi, proteine), che – dopo essere state convertite rispettivamente in zuccheri, acidi grassi ed amminoacidi – vengono trasformate in acidi volatili ed infine in biogas.

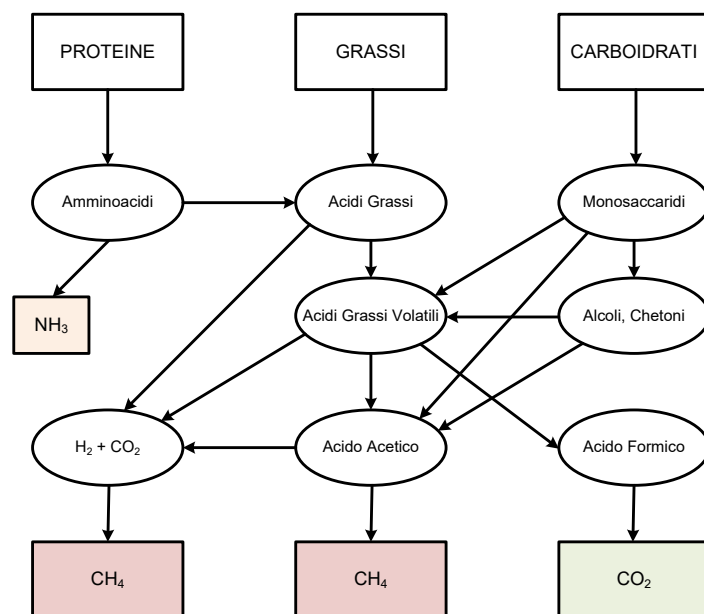


Figura 1 – Decomposizione anaerobica delle principali sostanze organiche.

In **Figura 2**, invece, vengono mostrate le diverse fasi, strettamente interconnesse tra loro, che compongono il processo di digestione anaerobica e che possono essere suddivise in [1]:

- **idrolisi ed acidificazione:** durante la fase di idrolisi i substrati organici complessi, particolati o solubili (ovvero proteine, grassi e carboidrati) vengono degradati ad opera di diversi gruppi batterici portando alla formazione di composti più semplici (quali amminoacidi, acidi grassi e monosaccaridi in forma solubile). I microrganismi idrolizzanti, in alternativa a colonizzare il materiale particolato e degradarlo, possono produrre enzimi extracellulari in grado di scindere le molecole organiche complesse in oligomeri e monomeri che garantiscono il trasporto all'interno delle cellule di microrganismi acidogenici fermentanti. Conseguentemente, i composti solubili derivati dall'idrolisi vengono metabolizzati dai microrganismi acidogenici fermentanti portando alla formazione di acidi grassi volatili, alcoli e chetoni, punto di partenza per la successiva fase acetogenica.
- **acetogenesi:** i batteri acetogeni producono acido acetico, acido formico, CO_2 ed H_2 biodegradando i substrati formati nel corso della fase di idrolisi ed acidificazione (acidi volatili e alcoli). Si verificano meccanismi di degradazione diversi, a seconda che siano presenti acidi grassi a catena lunga (LCFA-Long Chain Fatty Acids, ovvero con più di 5 atomi di carbonio) oppure a catena corta (SCFA-Short Chain Fatty Acids o VFA-Volatile Fatty Acids).
- **metanogenesi:** è la fase in cui si ha la formazione di metano a partire dall'acido acetico o attraverso la riduzione del biossido di carbonio, utilizzando l'idrogeno come co-substrato. In quantità inferiore, si registra anche formazione di metano a partire da acido formico. Esistono due vie di reazioni attraverso le quali si ha la formazione di metano, ovvero la metanogenesi ad opera dei batteri idrogenotrofi che operano l'ossidazione anaerobica dell'idrogeno e la via acetostatica che prevede la dismutazione anaerobica dell'acido acetico con formazione di metano e biossido di carbonio. La maggior parte della formazione di metano avviene seguendo questo secondo meccanismo di formazione.

La presenza di alcuni fattori può inibire o ridurre sia la crescita dei batteri (in particolare quelli metanigeni) che la resa di trasformazione del substrato nel prodotto finale. Nel dettaglio, i parametri che possono influenzare negativamente l'intero processo di digestione anaerobica sono: il substrato stesso, elementi inibenti come metalli pesanti, sali, azoto ammoniacale (NH_4^+), residui di pesticidi e prodotti farmaceutici, detergenti e disinfettanti, solventi, inibitori da trattamenti chimici per la conservazione di cibi, ecc..

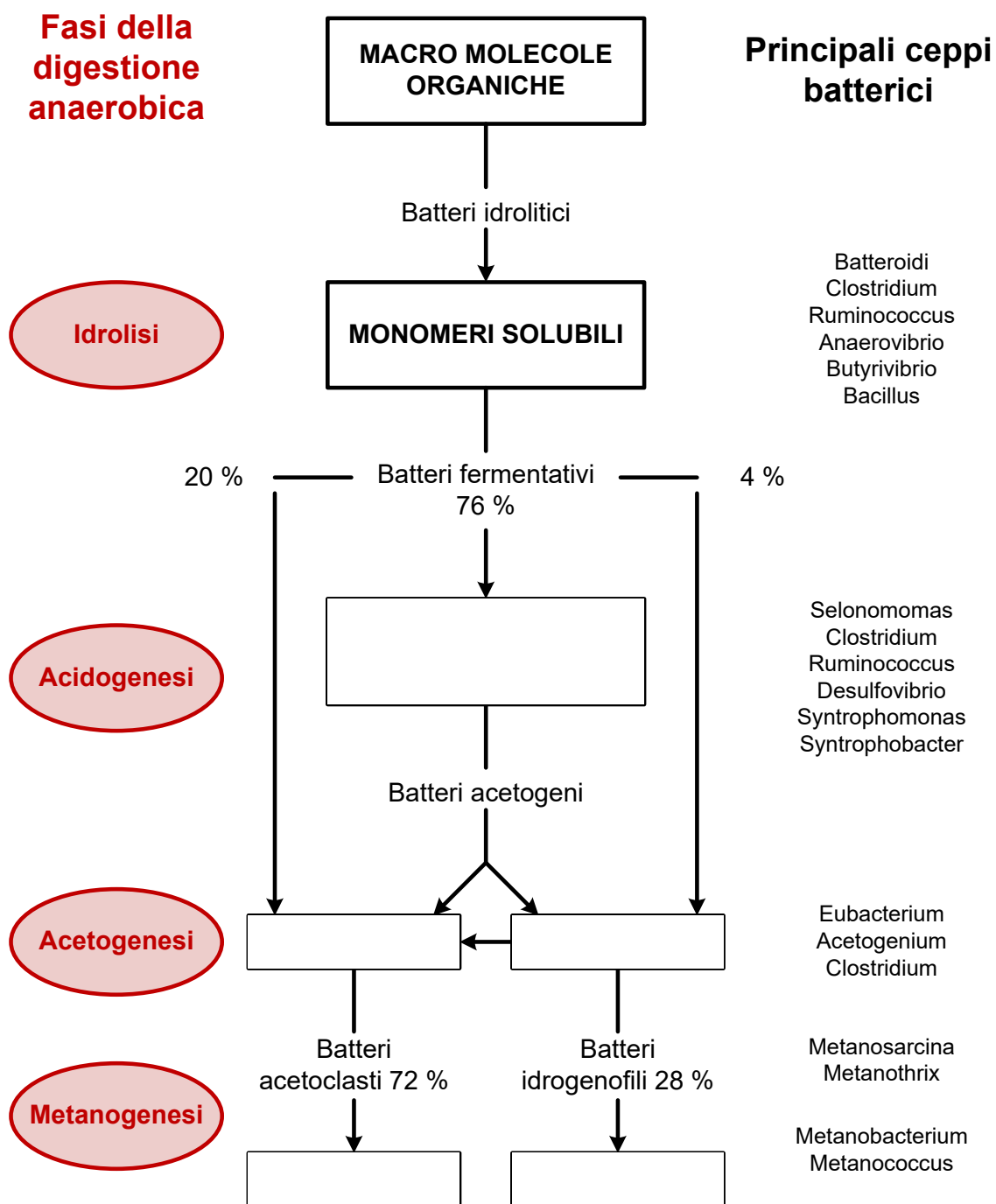
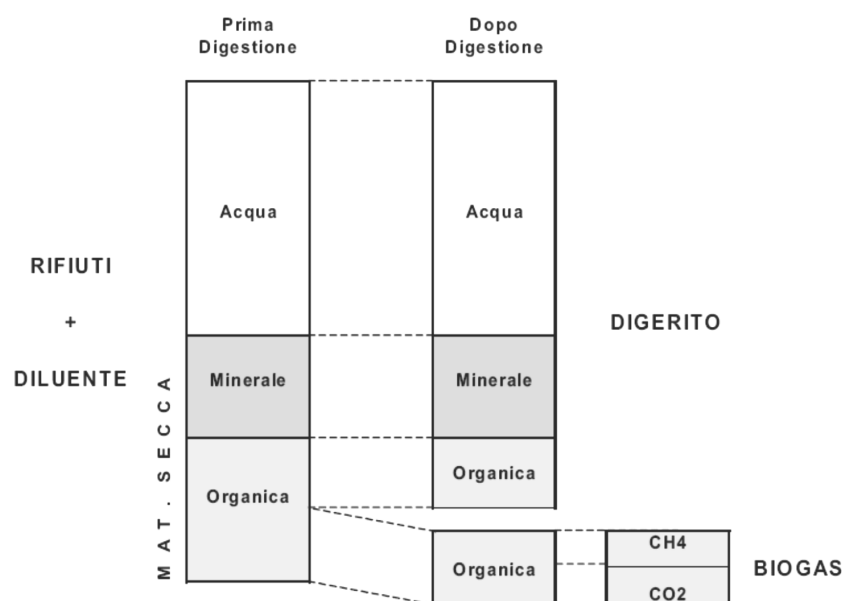


Figura 2 – Fasi della digestione anaerobica.

In generale, come si evince anche dallo schema mostrato in **Figura 3**, solo una frazione della sostanza organica digerita viene convertita in biogas [2]. Inoltre, la portata di biogas all'uscita dal digestore può presentare delle significative variazioni rispetto alla portata media (variando tra il 60 % e il 140 % della stessa). Ne consegue una grande variabilità della qualità del biogas prodotto, il cui tenore in metano può oscillare tra il 45 % e il 65 %. Questa evidenza trova una spiegazione considerando le diverse velocità di decomposizione che presentano i vari componenti della materia organica degradabile in input al digestore. Infatti, successivamente all'introduzione del substrato nel digestore, alcuni componenti si degradano subito producendo un biogas molto ricco di CO₂, mentre altri componenti si decompongono più lentamente e generano un biogas con un maggior contenuto di metano.



2.2 Parametri chiave per la gestione del processo di digestione anaerobica

- pH: parametro che fornisce un'indicazione sulla stabilità del mezzo di reazione. Il processo di digestione viene generalmente considerato stabile per valori di pH compresi tra 6.5 e 7.5. Uno scostamento da tale intervallo è invece associato alla variazione dell'equilibrio tra le specie che partecipano alla catena trofica dei microrganismi coinvolti nel processo ed alla capacità tamponante del mezzo di reazione. Il valore del pH in un digestore è determinato essenzialmente dalla presenza di CO_2 nel mezzo liquido, e quindi dalla sua pressione parziale nel biogas e dai valori di concentrazione degli acidi grassi volatili e dell'ammoniaca.
- Alcalinità: rappresenta la capacità di un sistema di neutralizzare protoni ed è generalmente espressa in termini di concentrazione di carbonato di calcio. Essa viene determinata analiticamente nella fase liquida presente nel reattore, per titolazione utilizzando acido cloridrico. Valori di alcalinità tipici per i digestori anaerobici operanti in condizioni stabili sono dell'ordine di $3000 \div 5000 \text{ mg}_{\text{CaCO}_3}/\text{L}$. una diminuzione nel valore dell'alcalinità indica un allontanamento dalle condizioni di stabilità.
- Acidi grassi volatili: vengono prodotti durante il processo di digestione per opera dei batteri idrolitici e acidificanti. Il loro livello di concentrazione si esprime generalmente in termini di acido acetico o COD e varia tra 200 e 2000 mg/L in funzione del tipo di substrato trattato. La variazione di concentrazione (e non la concentrazione assoluta) degli acidi grassi volatili dà un'indicazione sulla stabilità del processo. In particolare, un rapido incremento di concentrazione indica che il processo sta andando verso condizioni acidogeniche invece che metanogeniche.
- Rapporto tra acidi grassi volatili e alcalinità: dal momento che una rapida variazione di alcalinità e acidi grassi volatili indica una condizione di instabilità del processo, il rapporto tra questi due parametri costituisce un ulteriore parametro utile per il controllo della digestione anaerobica.
- Produzione e composizione del biogas: ai fini di un controllo della stabilità del processo di digestione anaerobica, è opportuno un monitoraggio della quantità e della composizione del biogas che viene prodotto, in termini di metano e biossido di carbonio. Infatti, se il reattore sta lavorando in condizioni di stabilità il rateo di produzione e la composizione del biogas risultano costanti. Viceversa, una diminuzione nella produzione complessiva di biogas ed un aumento nella percentuale di CO_2 possono

indicare fenomeni di inibizione a danno della componente metanigena dovuti all'eccessiva presenza di acidi grassi volatili ed inibizione del processo.

- Temperatura: tale parametro è particolarmente importante perché una sua variazione comporta un cambiamento delle popolazioni batteriche, oltre che un rallentamento o un'accelerazione nel processo. Variazioni di soli 2÷3 °C possono influire sulle prestazioni generali del processo, soprattutto in prossimità dei limiti dell'intervallo operativo. In generale, all'interno dell'intervallo di temperature ottimale, la produzione di biogas e la rimozione di substrato subiscono un incremento al crescere della temperatura.
- Concentrazione di ammoniaca: l'ammoniaca viene prodotta durante la fase di degradazione delle proteine. Un'alta concentrazione di ammoniaca (superiore a 1500 mg/L) può inibire i batteri acidogeni e metanigeni. La concentrazione di ammoniaca è comunque importante per tamponare il sistema dentro al digestore e compensare l'accumulo di acidi grassi volatili mantenendo un pH stabile.
- Contenuto di idrogeno all'interno del biogas: a causa della bassa concentrazione di idrogeno all'interno della corrente di biogas prodotto, il suo monitoraggio è una procedura poco utilizzata a livello industriale; è, invece, maggiormente diffusa nell'ambito della ricerca scientifica.

2.3 Classificazione dei sistemi di digestione anaerobica

I sistemi di digestione anaerobica possono essere classificati seguendo diversi criteri [1, 3]. Nel dettaglio si possono suddividere in base a:

1) contenuto di sostanza secca all'interno del digestore (TS):

- processi wet o a umido (TS = 5-10 %): il rifiuto di partenza viene opportunamente trattato e diluito, al fine di raggiungere un tenore in solidi totali inferiore o al più uguale al 10 %, attraverso il ricorso a diluizione con acqua. Dopo la fase di pre-trattamento del rifiuto, finalizzata alla rimozione di plastiche ed inerti e di corpi grossolani che potrebbero danneggiare gli organi meccanici del reattore, il processo prevede uno stadio di miscelazione in cui si ottiene una miscela con caratteristiche il più possibile omogenee e l'opportuno contenuto in solidi. La diluizione può avvenire tramite aggiunta di acqua di rete o dal parziale ricircolo dell'effluente del reattore.
- processi semi-dry o a semi-secco (TS = 10-20 %): il rifiuto organico proveniente da raccolta differenziata presenta caratteristiche che sono generalmente ottimali per l'applicazione diretta del processo, ricorrendo solamente a semplici pre-trattamenti di pulizia del rifiuto con eliminazione del materiale ferroso e di quello inerte grossolano seguito da triturazione e miscelazione. Le volumetrie del reattore sono minori rispetto ai sistemi a umido, ma superiori rispetto a quelle dei sistemi a secco.
- processi dry o a secco (TS > 20 %): il rifiuto organico viene trattato nella sua forma originale, senza bisogno di diluizioni. Sono pertanto necessari particolari metodi di pompaggio e miscelazione. Il materiale organico, infatti, viene trasportato con nastri e pompato attraverso il ricorso a speciali pompe appositamente progettate per operare con flussi molto viscosi. Tale necessità evidentemente incide sui costi di realizzazione di questo tipo di impianti. D'altra parte, dal momento che i pre-trattamenti sono limitati, per questi impianti non si osserva perdita di materiale organico biodegradabile, come può invece avvenire nel caso di processi a umido e semi-seccchi.

2) fasi biologiche:

- sistemi monostadio: tutte le fasi (idrolisi e acidogenesi, acetogenesi e metanogenesi) avvengono contemporaneamente ed all'interno di un unico digestore;
- sistemi multi-stadio: i fenomeni di idrolisi, acidogenesi e acetogenesi avvengono all'interno di un primo reattore, mentre la fase metanogenica si sviluppa in un secondo reattore.

3) sistema di alimentazione:

- continuo;
- plug flow (o con flusso a pistone);
- discontinuo (o batch).

4) temperatura di processo:

- 35-37 °C;
- 55 °C.

Nell'ambito dei processi industriali, vengono maggiormente impiegati sistemi continui e plug flow monostadio a umido o a secco e sistemi batch monostadio o multi-stadio a secco.

Il processo di digestione all'interno di un reattore continuo può, inoltre, essere miscelato senza ricircolo: in questo caso le concentrazioni del substrato, dei prodotti e della biomassa nell'effluente coincidono con quelle all'interno del reattore, il cui contenuto è assunto omogeneo. Questo tipo di processo è generalmente utilizzato per la stabilizzazione dei fanghi prodotti negli impianti di depurazione o per processi di digestione di rifiuti organici umidi o semi-seccati. Questo processo è inoltre caratterizzato dall'uguaglianza del tempo di ritenzione idraulica e del tempo di ritenzione dei solidi (e quindi dei microrganismi). In genere, tuttavia, viene inserito un ricircolo di parte dell'effluente al fine di aumentare l'efficienza dei processi di stabilizzazione. Il ricircolo, dopo un'operazione di separazione della frazione di biomassa liquida da quella solida, permette di reintrodurre nel reattore parte della biomassa attiva (la frazione solida) estratta con l'effluente, garantendo quindi maggiori concentrazioni della stessa all'interno del reattore ed un tempo di residenza dei solidi (microrganismi) diverso da quello idraulico. La separazione solido/liquido può essere ottenuta con sistemi più o meno sofisticati a partire dalla semplice sedimentazione. Lo spurgo dei fanghi in eccesso, inoltre, può essere effettuato dal flusso di ricircolo o direttamente dal reattore.

Per quanto riguarda i reattori con flusso a pistone, si ha che una delle dimensioni del reattore è, generalmente, maggiore dell'altra: si potranno quindi avere reattori sviluppati lungo l'asse orizzontale o lungo quello verticale. Il processo ideale prevede un'alimentazione da un lato del reattore, con successivo avanzamento lungo uno degli assi verso l'uscita, senza subire mescolamenti lungo questa direzione. Di conseguenza, l'unico mescolamento possibile è quello in direzione ortogonale rispetto all'asse di avanzamento del substrato. Il tempo di residenza di ogni elemento di liquido corrisponde al tempo di residenza idraulico e la concentrazione dei composti varia lungo l'asse di avanzamento. Generalmente in questo tipo di processo viene previsto il ricircolo della biomassa.

Nei processi discontinui, comunemente noti come processi batch, il reattore di digestione viene riempito con materiale organico ad elevato tenore di sostanza solida (TS = 30÷40 %) e viene quindi lasciato fermentare. Il percolato che si produce durante il processo degradativo viene continuamente ricircolato. La temperatura del processo risulta elevata. Tale tecnologia risulta semplice ed economica, presenta un'elevata affidabilità di processo dal punto di vista biologico e consente un ridotto uso di acqua. D'altra parte, la resa di biogas è ridotta e presenta rischi di intasamento e, durante la fase di caricamento del reattore, di esplosione.

In generale, essendo differenti le condizioni ideali di crescita per i batteri idrolitici ed acidificanti e per quelli metanigeni, la separazione delle fasi in reattori distinti (digestori multi-stadio) rappresenta una soluzione ideale per incrementare le rese dei diversi processi.

2.4 *Depurazione del biogas*

Prima di essere utilizzato come combustibile per la produzione di energia, il biogas deve essere sottoposto a specifici trattamenti di depurazione. La presenza di anidride carbonica, azoto ed acqua provoca, infatti, l'abbassamento del potere calorifico della miscela, mentre sostanze come l'idrogeno solforato ed i composti organici alogenati eventualmente presenti sono agenti corrosivi che – se non vengono eliminati – possono causare danni agli impianti per la successiva conversione del biogas prodotto. Di conseguenza, al fine di ottenere un sensibile abbassamento dei costi operativi e di manutenzione dei macchinari e delle attrezzature, così come un loro funzionamento ottimale ed una maggior affidabilità unitamente al rispetto dei limiti di emissione imposti dalle normative vigenti, in funzione delle caratteristiche del biogas e delle modalità di utilizzo previste è possibile dover sottoporre il biogas ai seguenti trattamenti:

- deumidificazione: necessaria al fine di evitare che l'umidità (di cui il biogas è saturo) condensi, a seguito di variazioni di temperatura e/o pressione, all'interno del sistema di riconversione del biogas,

provocando fenomeni di corrosione ed altri inconvenienti. Il processo viene generalmente effettuato grazie ad un gruppo frigorifero che consente il raffreddamento dei gas, con conseguente condensazione e separazione del contenuto di umidità.

- desolforazione: necessaria quando i livelli di idrogeno solforato sono elevati, viene effettuata tramite sistemi di abbattimento ad umido (torri di lavaggio, o *scrubber*) o a secco (processo di trattamento di tipo chimico, che consiste nel far passare il biogas attraverso una sostanza adsorbente).
- rimozione della CO₂: utile nei casi in cui si voglia aumentare il tenore in metano all'interno del biogas, viene effettuata separando la CO₂ tramite membrane o tramite assorbimento della CO₂ in acqua con successivo strippaggio ed emissione in atmosfera. Nel caso di completa rimozione della CO₂ si parla più frequentemente di biometano, invece che di biogas.

3 Modello matematico di un digestore anaerobico

Al fine di simulare il comportamento di un digestore anaerobico al variare delle condizioni al contorno, si è scelto di utilizzare un approccio di tipo “black box” sulla base del modello proposto da Fedailaine et al. disponibile in letteratura [4]. Tale modello matematico, che verrà descritto in dettaglio in questo capitolo, è fondamentalmente basato su bilanci di massa che coinvolgono la biomassa, il substrato organico e il biogas prodotto. Nel dettaglio, si tratta di un modello di tipo biocinetico basato sulle seguenti assunzioni:

- 1) il digestore è costituito da un reattore sigillato;
- 2) si considera di essere in condizioni di perfetto rimescolamento all'interno del reattore;
- 3) le condizioni all'interno del reattore sono uniformi;
- 4) le reazioni che avvengono all'interno del reattore sono di tipo biochimico;
- 5) il regime transitorio è definito;
- 6) la cinetica della crescita obbedisce al modello di inibizione del substrato (modello di Haldane [5, 6]);
- 7) il fattore che limita la crescita batterica è costituito dal substrato organico;
- 8) la frazione di biomassa sospesa contribuisce alla degradazione del substrato.

In **Figura 4** è mostrato lo schema operativo di un digestore anaerobico con approccio di tipo “black box”.

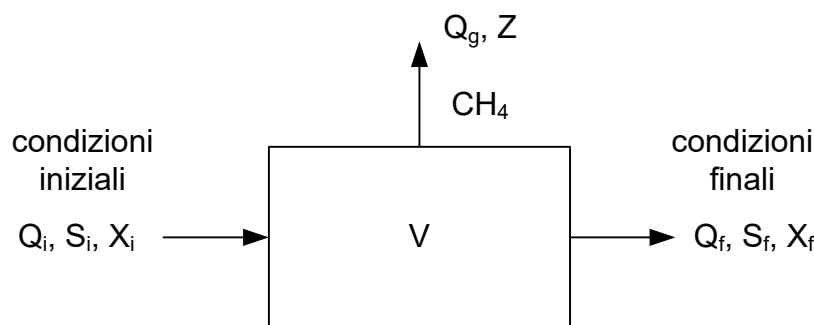


Figura 4 – Schematizzazione di un digestore anaerobico secondo un approccio di tipo black box.

dove:

- Q_i e Q_f rappresentano le portate di liquido, rispettivamente entrante ed uscente (iniziale e finale) [L/d];
- Q_g rappresenta la portata di biogas prodotto [L/d];
- S_i e S_f sono le concentrazioni di substrato in ingresso e in uscita dal digestore [g/L];
- X_i e X_f rappresentano le concentrazioni di biomassa in ingresso e in uscita dal digestore [g/L];
- Z è la concentrazione di metano nella corrente di biogas prodotto [g/L];
- V è il volume del digestore [L].

I bilanci di materia sulla biomassa, la decomposizione del substrato e la produzione di metano e degli altri gas che compongono la corrente di biogas in uscita (quali CO_2 , H_2 e NH_3) sono basati sul principio di conservazione della massa. Sulla base delle assunzioni precedentemente elencate e trascurando il decadimento endogeno dei microrganismi, si ottengono i bilanci di massa descritti nei successivi paragrafi.

3.1 Bilancio di massa relativo alla biomassa

Il bilancio di massa relativo alla biomassa – che oltre alle portate di biomassa in input e in output, include un termine legato alla crescita dei microrganismi all'interno del substrato, un termine legato all'accumulo ed un termine al decadimento dei microrganismi – assume la seguente espressione:

$$Q_i X_i + \mu X V_t = Q_f X_f + V_t \frac{dX}{dt} + K_d X V_t \quad (1)$$

essendo:

- μ il rateo di crescita dei microrganismi anaerobici [d^{-1}];
- X la generica concentrazione di biomassa durante il processo [g/L];
- V_t il volume del substrato [L];
- t il tempo [d];
- K_d il rateo di separazione dei microrganismi [d^{-1}].

Dividendo l'equazione (1) per il volume del substrato V_t , assumendo per la portata un rateo costante ($Q_i = Q_f = Q$) e considerando la concentrazione finale di biomassa X_f pari alla generica concentrazione X ($X_f = X$), si ottiene:

$$\frac{dX}{dt} = D(X_i - X) + \mu X - K_d X \quad (2)$$

con D rateo di diluizione della biomassa nel substrato [d^{-1}], espresso come:

$$D = \frac{Q}{V_t} \quad (3)$$

Il modello di Haldane consente inoltre di esprimere il rateo di crescita dei microrganismi anaerobici come:

$$\mu = \mu_{max} \frac{1}{1 + \frac{K_S}{S} + \frac{S}{K_I}} \quad (4)$$

dove μ_{max} rappresenta il massimo rateo di crescita dei microrganismi anaerobici [d^{-1}], K_S la costante di semi-saturazione [g/L], K_I il coefficiente di inibizione [g/L] e S la concentrazione di substrato in un generico istante del processo [g/L].

3.2 Bilancio di massa relativo al substrato

Durante il processo di conversione del substrato organico in metano, una parte del substrato stesso viene utilizzata per la formazione di nuove cellule e per fornire l'energia necessaria alla crescita ed al mantenimento dei microrganismi. Pertanto, il bilancio di massa relativo al substrato può essere scritto come:

$$Q_i S_i - \frac{\mu X}{Y_x} V_t - K_{sx} \mu X V_t - K_{mx} \mu X V_t = Q_f S_f + V_t \frac{dS}{dt} + \frac{V_t}{Y_S} \frac{dZ_{CH_4}}{dt} + \frac{V_t}{Y_S} \frac{dC_{CO_2}}{dt} + \frac{V_t}{Y_S} \frac{dC_{H_2}}{dt} + \frac{V_t}{Y_S} \frac{dC_{NH_3}}{dt} \quad (5)$$

dove:

- S_i e S_f sono le concentrazioni di substrato in ingresso e in uscita dal digestore [g/L];
- Y_x rappresenta il coefficiente di produzione di nuove cellule [g/g];
- K_{sx} è il rateo di degradazione del substrato necessario alla crescita di microrganismi [g/g];
- K_{mx} è il rateo di degradazione del substrato necessario al mantenimento dei microrganismi [g/g];
- Y_S rappresenta il coefficiente di produzione del biogas [g/g].

Nel dettaglio, i quattro termini che compongono il primo membro dell'equazione (5) rappresentano rispettivamente la portata in massa di substrato in ingresso al digestore ($Q_i S_i$), la produzione di nuove cellule ($\frac{\mu X}{Y_x} V_t$), la crescita di microrganismi ($K_{sx} \mu X V_t$) e il mantenimento dei microrganismi formati ($K_{mx} \mu X V_t$). Questi ultimi tre termini concorrono dunque alla scomparsa di parte del substrato. D'altra parte, i sei termini al secondo membro rappresentano rispettivamente la portata in massa di substrato in uscita ($Q_f S_f$), una portata di substrato accumulata ($V_t \frac{dS}{dt}$) e le portate delle sostanze che compongono il

biogas prodotto (ovvero metano $\frac{V_t}{Y_S} \frac{dZ_{CH_4}}{dt}$, anidride carbonica $\frac{V_t}{Y_S} \frac{dC_{CO_2}}{dt}$, idrogeno molecolare $\frac{V_t}{Y_S} \frac{dC_{H_2}}{dt}$ e ammoniac $\frac{V_t}{Y_S} \frac{dC_{NH_3}}{dt}$).

In analogia con quanto visto per il bilancio di massa della biomassa, dividendo l'equazione (5) per il volume del substrato V_t , si ottiene:

$$\frac{dS}{dt} = D(S_i - S_f) - \frac{\mu X}{Y_x} - K_{sx}\mu X - K_{mx}\mu X - \frac{1}{Y_S} \left(\frac{dZ_{CH_4}}{dt} + \frac{dC_{CO_2}}{dt} + \frac{dC_{H_2}}{dt} + \frac{dC_{NH_3}}{dt} \right) \quad (6)$$

3.3 Bilancio di massa relativo al biogas

Il bilancio di massa relativo al biogas prodotto può essere espresso come:

$$Q_i Z_i = Q_f Z_f - K V_t + V_t \frac{dZ}{dt} \quad (7)$$

dove K rappresenta il rateo di conversione del substrato organico in metano [g/Ld].

Dal momento che la produzione di metano è trascurabile all'inizio e alla fine del processo [4], è possibile scrivere:

$$Q_i Z_i = Q_f Z_f = 0 \quad (8)$$

Di conseguenza si ottiene:

$$\frac{dZ}{dt} = K \quad (9)$$

Il rateo di conversione K può, inoltre, essere espresso come:

$$K = Y_{CH_4} \mu X \quad (10)$$

con Y_{CH_4} rapporto di produzione del metano [g/g]. Per quanto riguarda gli altri componenti che costituiscono il biogas (ovvero CO_2 , H_2 e NH_3), valgono le seguenti equazioni:

$$\frac{dCO_2}{dt} = Y_{CO_2} \mu X \quad (11)$$

$$\frac{dH_2}{dt} = Y_{H_2} \mu X \quad (12)$$

$$\frac{dNH_3}{dt} = Y_{NH_3} \mu X \quad (13)$$

in cui Y_{CO_2} , Y_{H_2} e Y_{NH_3} rappresentano rispettivamente i coefficienti di produzione del biossido di carbonio, dell'idrogeno molecolare e dell'ammoniaca, ciascuno espresso in [g/g].

I valori dei parametri e dei coefficienti del modello selezionato [4] sono elencati in **Tabella 1**. Come si può osservare, tali parametri si riferiscono a condizioni iniziali di concentrazione della biomassa e del substrato rispettivamente pari a 2 g/L e 4 g/L. Evidentemente, sulla base del modello commerciale di digestore che verrà scelto, si procederà ad adattare tali parametri alle specifiche del digestore stesso.

Tabella 1 – Parametri e coefficienti del modello “black box” che simula il comportamento di un digestore anaerobico [7-12].

	Unità	Valore
Concentrazione iniziale del substrato organico (S_0)	[g/L]	4
Concentrazione iniziale della biomassa (X_0)	[g/L]	2
Massimo rateo di crescita microrganismi anaerobici (μ_{max})	[d ⁻¹]	0.350
Rateo di diluizione della biomassa nel substrato (D)	[d ⁻¹]	0.029
Rateo di separazione microrganismi (K_d)	[d ⁻¹]	0.020
Coefficiente di trasferimento di massa all’interfaccia substrato-liquido (costante di semi-saturazione K_s)	[g/L]	150
Fattore di inibizione (K_I)	[g/L]	0.500
Coefficiente di produzione di nuove cellule (Y_x)	[g/g]	0.820
Rateo di degradazione del substrato necessario alla crescita di microrganismi (K_{sx})	[g/g]	0.983
Rateo di degradazione del substrato necessario al mantenimento dei microrganismi (K_{mx})	[g/g]	0.400
Coefficiente di produzione del biogas (Y_S)	[g/g]	4.350
Coefficiente di produzione del metano (Y_{CH_4})	[g/g]	0.270
Coefficiente di produzione dell’anidride carbonica (Y_{CO_2})	[g/g]	0.400
Coefficiente di produzione dell’idrogeno (Y_{H_2})	[g/g]	0.030
Coefficiente di produzione dell’ammoniaca (Y_{NH_3})	[g/g]	0.010

Tale modello verrà utilizzato per stimare le caratteristiche e la composizione del biogas prodotto sulla base delle caratteristiche della corrente in input al digestore e risulta indispensabile per lo sviluppo di un modello di calcolo necessario allo studio dell’integrazione tra digestore e micro-cogeneratore e alla successiva simulazione delle prestazioni del sistema integrato rispetto alle utenze da servire.

4 Sistemi per la conversione del biogas

Al fine di sfruttare il biogas prodotto da digestori anaerobici di piccola taglia per la produzione di energia elettrica e acqua calda sanitaria nell'ambito delle piccole isole non raggiunte dalla rete gas, è possibile utilizzare diverse tecnologie. Le principali, che verranno descritte nel presente capitolo, sono le micro-turbine a gas, i motori a combustione interna, le celle a combustibile, i motori Stirling e i cicli Rankine Organici.

4.1 Micro-turbine a gas

Il termine micro-turbina a gas (μ TG) identifica un sistema di generazione di potenza di piccola taglia (sotto i 250 kW), basato su un ciclo di Brayton rigenerativo – mostrato in **Figura 5** – che generalmente comprende un compressore centrifugo, un recuperatore, una camera di combustione, una turbina centripeta e un sistema di conversione elettro-meccanico. In genere, inoltre, il rendimento elettrico di questi sistemi si attesta attorno a valori compresi tra il 24 % ed il 33 % [13].

Le micro-turbine a gas possono essere alimentate con gas naturale o attraverso gas a basso potere calorifico (biogas) opportunamente depurato. Tuttavia, l'utilizzo del biogas rende necessaria l'installazione di un compressore per il combustibile con conseguente consumo di potenza ed aumento del costo d'impianto.

Grazie alla relativamente elevata temperatura dei gas di scarico (dell'ordine dei 250 °C), inoltre, in un sistema con micro-turbina a gas si può prevedere il recupero di parte del calore scaricato attraverso il raffreddamento dei fumi (sistema cogenerativo). Come viene mostrato in **Figura 6**, quando il sistema opera in assetto cogenerativo è dunque presente un secondo scambiatore di calore che sfrutta la temperatura ancora elevata dei gas per riscaldare un fluido esterno, tipicamente l'acqua di alimento delle utenze termiche. Il rendimento termico di questi sistemi si aggira tipicamente attorno al 50 %. Sono macchine che in generale hanno ormai raggiunto un adeguato livello di sviluppo tecnologico ma presentano una diffusione ancora limitata nel campo della cogenerazione. Le taglie commerciali sono comprese tra i 30 kW e i 250 kW.

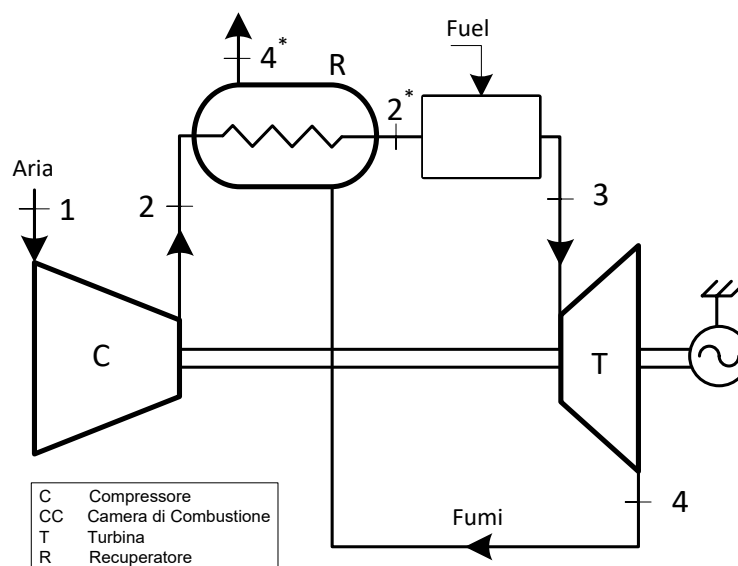


Figura 5 – Schema generale di una micro-turbina a gas.

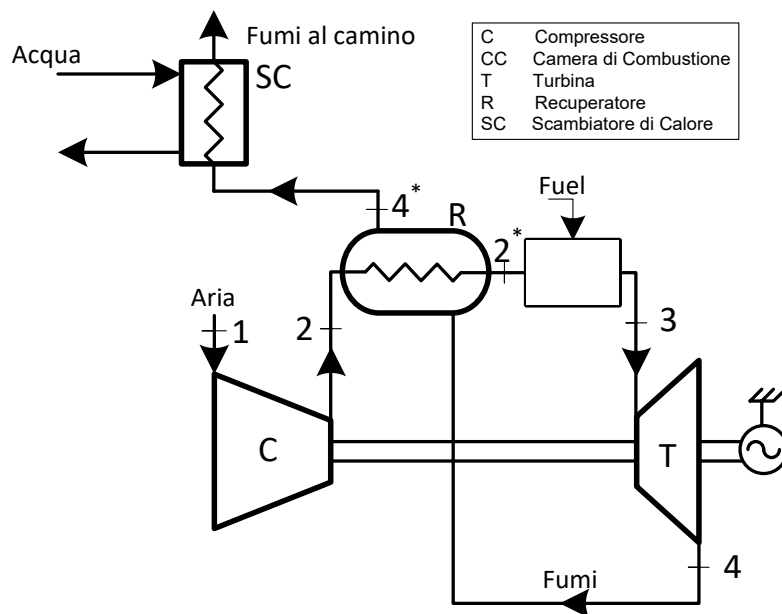


Figura 6 – Schema generale di una micro-turbina a gas in assetto cogenerativo.

Viste le ridotte potenze in gioco e al fine di contenere le dimensioni del sistema, il gruppo turbo-compressore ruota solitamente a velocità molto elevate (dell'ordine dei 50'000-120'000 giri al minuto). Inoltre, il sistema è progettato per funzionare con velocità di rotazione variabile al variare del carico. Di conseguenza, la frequenza della corrente generata assume valori molto elevati e la corrente alternata viene prodotta a frequenza variabile. Per questo motivo a valle dell'alternatore è previsto un sistema elettronico di condizionamento, che converte la corrente alternata generata alla frequenza nominale di rete.

I principali vantaggi di questa tecnologia sono:

- buoni rendimenti elettrici (in relazione alla taglia);
- buone prestazioni a carico parziale;
- emissioni ridotte;
- lunga vita utile;
- compattezza;
- manutenzione limitata.

Rispetto ad esempio ai motori a combustione interna, inoltre, le microturbine hanno il vantaggio di avere basse emissioni inquinanti, un funzionamento silenzioso e ridotte vibrazioni.

Come svantaggi, invece, sono da considerare gli elevati costi di investimento (soprattutto rispetto ai motori a combustione interna nello stesso range di taglia) e l'influenza della temperatura ambiente sulle prestazioni.

4.2 Motori a combustione interna

I motori a combustione interna alternativi rappresentano la tecnologia attualmente più diffusa e consolidata per la produzione di potenza elettrica per taglie inferiori ad 1 MW [14]. Si tratta prevalentemente di motori di derivazione *automotive*, concepiti per la combustione di gas naturale che possono essere generalmente adattati per bruciare biogas, attraverso modifiche della carburazione e del sistema di ignizione. Tali motori – che possono essere a ciclo Diesel o Otto – possono inoltre essere alimentati soltanto a biogas o in modalità “dual fuel” (ovvero in co-combustione gasolio/biogas). Infine, la combustione può avvenire in maniera tradizionale, stratificata o “lean burn” e i motori possono essere con o senza sovralimentazione. I motori a combustione interna a ciclo Otto rappresentano la tecnologia tipicamente adottata nella maggior parte degli impianti realizzati finora.

I motori a combustione interna possono operare in assetto cogenerativo, secondo lo schema presentato in **Figura 7**, recuperando calore a differenti livelli di temperatura e da diversi circuiti. In particolare, il recupero di calore può avvenire dall'olio del circuito di lubrificazione, dal circuito dell'acqua di raffreddamento del motore, dall'intercooler (qualora il motore sia sovralimentato) e dai fumi di scarico.

I livelli di temperatura delle diverse fasi di recupero sono tuttavia molto diversi: infatti, i fumi solitamente hanno temperature comprese fra i 400 °C ed i 500 °C e pertanto risulta facile produrre acqua calda o vapore, mentre il liquido del circuito di raffreddamento, l'olio di lubrificazione e l'intercooler rendono disponibile calore a temperature più basse, rispettivamente intorno ai 90 °C, 80 °C e 60 °C.

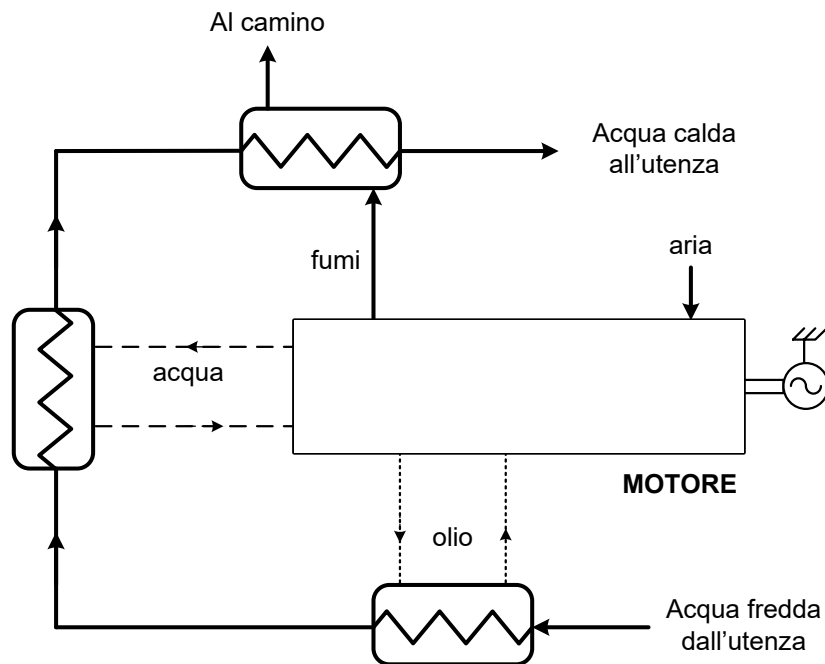


Figura 7 – Schema generale di un motore a combustione interna in assetto cogenerativo.

La tecnologia dei motori a combustione interna presenta i seguenti vantaggi:

- elevata maturità tecnologica;
- sviluppo del mercato;
- rendimenti elevati (fino al 35 % per la piccola taglia [13]);
- facile (ma frequente) manutenzione;
- facilità di recupero del calore.

D'altra parte, la composizione del biogas deve essere valutata attentamente al fine di valutare la presenza di eventuali composti corrosivi o che generano incrostazioni. Nel dettaglio, i composti che possono creare difficoltà sono:

- (i) il vapore acqueo: dannoso soprattutto quando il motore è fermo a causa delle condense, le quali assorbono gli elementi corrosivi a base di zolfo e ammoniaca contenuti nel gas stesso e, successivamente, vanno ad intaccare tutte le superfici sulle quali si depositano, oltre che inquinare il lubrificante. Questo problema è dunque particolarmente importante se la macchina è soggetta a cicli di spegnimento e accensione;
- (ii) composti a base di zolfo: pericolosi perché intaccano il rame contenuto nei cuscinetti a strisciamento e nelle guide delle valvole dei motori.
- (iii) particolato: costituito da tutti gli elementi, di natura organica ed inorganica, trascinati nel flusso di gas. Non rappresentano un problema rilevante nel caso di efficace rimozione del vapore acqueo;
- (iv) variabilità del contenuto di metano: influisce sulla carburazione;

(v) variabilità della pressione.

Per taglie inferiori ai 100 kW elettrici il confronto prestazionale con le micro-turbine a gas non evidenzia differenze significative. Tuttavia, come già detto nel paragrafo precedente, le micro-turbine a gas presentano minori emissioni gassose e sonore. Inoltre, nel caso di μ TG si registra anche una maggiore tolleranza all' H_2S . Questi tre aspetti possono giocare un ruolo importante nella scelta del tipo di macchina da impiegare.

4.3 Motori Stirling

Un motore Stirling, il cui schema generale è presentato in **Figura 8**, è un sistema chiuso che opera grazie a una differenza di temperatura, la quale fa muovere uno o più pistoni (a seconda dell'architettura dello Stirling) posti all'interno del motore stesso, con la funzione di trasformare il movimento lineare alternato in un moto rotatorio. Tale tecnologia è basata su una combustione esterna e, dunque, le parti maggiormente riscaldate dal calore non sono a contatto con le parti in movimento o rotanti. Inoltre, il calore può essere fornito al sistema tramite molteplici modalità: concentrazione solare, combustione di legna, carbone, gas, biogas e combustibili liquidi. Tra di esse, appaiono particolarmente interessanti il calore solare ed i combustibili liquidi e gassosi, grazie alla loro migliore gestibilità.

In analogia con quanto visto per il motore a combustione interna, anche i motori Stirling possono essere impiegati per applicazioni cogenerative. In **Figura 9** è mostrata una schematizzazione di un motore Stirling in assetto cogenerativo.

L'attenzione sulla tecnologia dei motori Stirling è legata soprattutto ai seguenti aspetti:

- buoni rendimenti di conversione energetica, almeno da un punto di vista teorico (i motori più sofisticati potrebbero raggiungere valori di efficienza attorno al 35÷40 %);
- possibilità di utilizzare virtualmente qualsiasi fonte di energia fossile o rinnovabile;
- combustione esterna che consente un migliore controllo delle emissioni e limita la rumorosità rispetto, a esempio, ai motori endotermici;
- fabbisogno di manutenzione potenzialmente modesto, anch'esso legato soprattutto al fatto di avere una combustione esterna (alcuni prototipi sono stati fatti funzionare anche per più di 50000 ore con interventi molto limitati [15]).

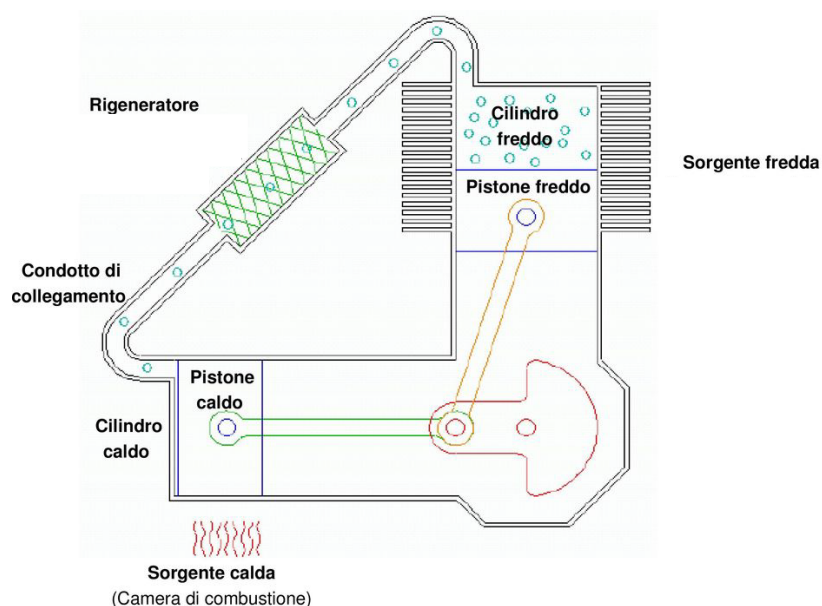


Figura 8 – Schema generale di un motore Stirling [16].

Inoltre, rispetto ai più comuni motori a combustione interna, i motori Stirling presentano numerosi vantaggi che li rendono più adatti in numerose applicazioni, compresa la cogenerazione, ed in particolare la *micro-cogenerazione*: (i) sono più flessibili per quanto riguarda la sorgente di energia poiché possono utilizzare quasi qualunque fonte di calore e non necessitano di una “combustione”; (ii) sono più silenziosi; (iii) sono più semplici (poiché ad esempio non hanno valvole); (iv) il calore di scarto risulta più facile da raccogliere. D'altra parte, sempre in paragone con i motori a combustione interna, i motori Stirling presentano diversi svantaggi legati al peso (che li penalizza soprattutto nelle applicazioni automotive), a considerazioni di carattere economico (presentano infatti un costo iniziale più elevato poiché richiedono dei costosi scambiatori di calore che possano resistere alle elevate temperature in gioco), alla necessità di tempo per riscaldarsi (con conseguenti transitori di avvio lunghi) e, infine, alla difficoltà nel regolarne la potenza in uscita.

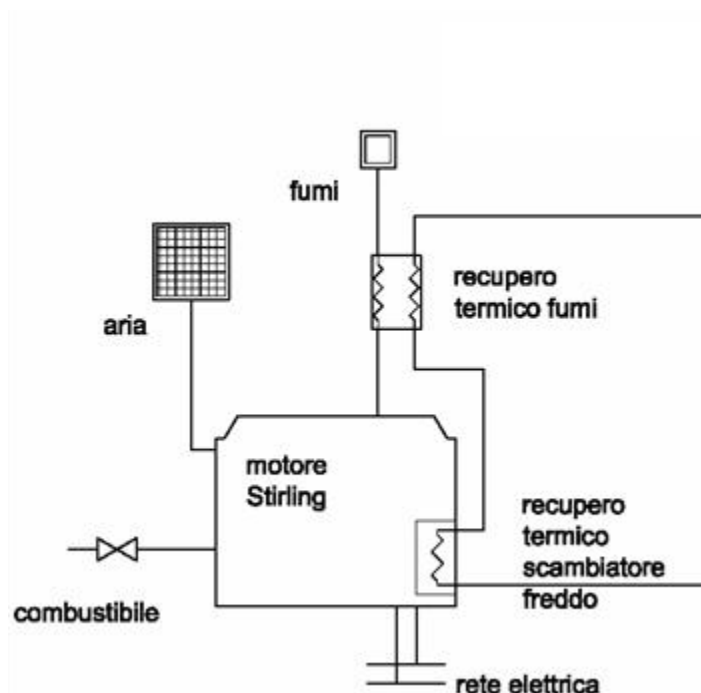


Figura 9 – Schema generale di un motore Stirling in assetto cogenerativo [17].

4.4 Celle a combustibile

Le celle a combustibile (o fuel cell – FC) sono tecnologie per la generazione di energia elettrica e, se operanti in assetto cogenerativo, di calore attraverso reazioni elettrochimiche. L'efficienza di tali sistemi è elevata, tipicamente compresa tra il 35 % e il 60 % in funzione della tipologia di impianto [18]. Sono sistemi elettrochimici composti essenzialmente da tre componenti: un anodo, un catodo e un elettrolita tra di essi. Le celle possono inoltre essere alimentate con combustibili gassosi (quali idrogeno, metano o biogas) oppure liquidi (alcoli), e si differenziano principalmente per la tipologia di elettrolita impiegato. Tenendo conto sia del tipo di elettrolita utilizzato che della temperatura di funzionamento, le celle a combustibile possono essere classificate come segue (si veda anche lo schema di [Figura 10](#)):

a. celle a bassa temperatura (50 ÷ 100 °C):

- celle alcaline (Alcaline Fuel Cell, AFC): caratterizzate da un elettrolita costituito da idrossido di potassio, operano a temperature intorno a 120 °C e richiedono gas di alimentazione estremamente puri;
- celle ad elettrolita solido polimerico (Proton Exchange Membrane, PEM oppure Polymer Electrolyte Fuel Cell, PEFC): sono caratterizzate da una membrana polimerica ad elevata

conducibilità protonica (elettrolita) e funzionano a temperature comprese tra 50 e 100 °C. Vengono utilizzate soprattutto per la trazione e la generazione/cogenerazione di piccola taglia;

- celle al metanolo diretto (Direct Methanol Fuel Cell, DMFC): in maniera analoga alle PEM, utilizzano come elettrolita una membrana polimerica e operano a temperature tra 50 e 100 °C;

b. celle a media temperatura (160 ÷ 220 °C):

- celle ad acido fosforico (Phosphoric Acid Fuel Cell, PAFC): lavorano a temperature prossime ai 200 °C con un elettrolita costituito da una soluzione concentrata di acido fosforico;

c. celle ad alta temperatura (600 ÷ 1000 °C):

- celle a carbonati fusi (Molten Carbonate Fuel Cell, MCFC): elettrolita è costituito da una soluzione di carbonati alcalini fusa alla temperatura di funzionamento della cella (650 °C) e sita all'interno di una matrice ceramica porosa;
- celle a ossidi solidi (Solid Oxide Fuel Cell, SOFC): sono le celle che funzionano alla temperatura più elevata (pari a circa 900 ÷ 1000 °C). tale temperatura assicura all'elettrolita, costituito da materiale ceramico (ossido di zirconio drogato con ossido di ittrio), una sufficiente conducibilità.

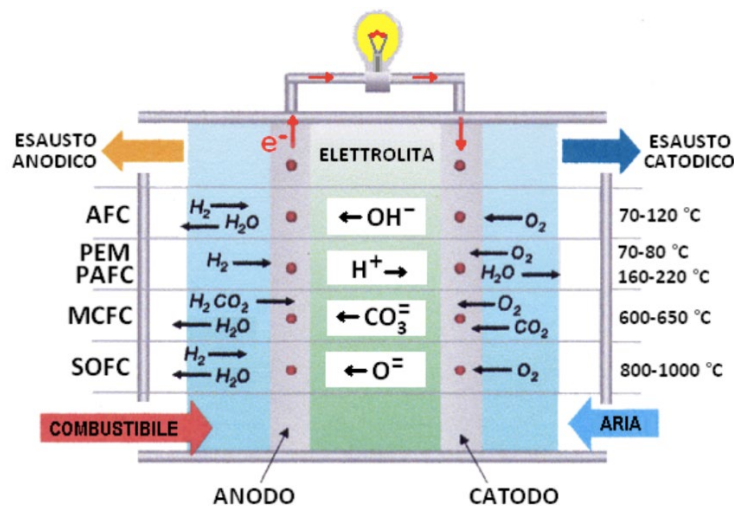


Figura 10 – Schema generale di una cella a combustibile.

Le tecnologie attualmente più sviluppate riguardano le celle a combustibile di tipo PEM, ad ossidi solidi (SOFC) e a carbonati fusi (MSFC), che presentano efficienze energetiche comprese tra il 40 % e il 60 % [19]. Nel caso di celle operanti ad elevate temperature, ovvero per quanto riguarda le MCFC e le SOFC, risulta particolarmente interessante anche il recupero di calore, che consente di incrementare l'efficienza globale di tali sistemi fino a valori anche superiori all'80 %. MCFC e SOFC, inoltre, risultano idonee all'utilizzo di biogas come combustibile.

I principali vantaggi delle celle a combustibile sono:

- elevata efficienza;
- basse emissioni inquinanti;
- modularità;
- scalabilità.

Tra gli svantaggi vanno tuttavia annoverati i possibili fenomeni di degrado indotti dalla presenza di composti solforati e, ragionando al momento della stesura della presente relazione, un livello di maturità tecnologica ancora medio-basso (le SOFC sono sistemi market-entry) con i conseguenti elevati costi di investimento.

In ogni caso, le celle a combustibile risultano una soluzione interessante specialmente per l'impiego, in connessione con sistemi di generazione da fonti rinnovabili (fotovoltaico, micro-eolico, ecc.), per l'alimentazione di utenze isolate.

4.5 Cicli Rankine Organici

I cicli Rankine organici (o Organic Rankine Cycle-ORC) sono sistemi in grado di convertire energia termica in energia elettrica mediante un ciclo Rankine che utilizza come fluido di lavoro una sostanza organica ad alto peso molecolare (ad esempio idrocarburi, HCFC o silossani). Le caratteristiche del fluido di lavoro scelto consentono di sfruttare piccoli salti entalpici a temperature medio-basse, laddove il ciclo Rankine a vapore d'acqua avrebbe limiti nel funzionamento della turbina e nei costi d'impianto e di esercizio. I sistemi ORC più comuni operano con sorgenti termiche a temperature comprese tra i 100 °C ed i 450 °C, consentendo di produrre potenze elettriche circa tra i 100 kW e qualche MW [20]. Questi sistemi, infatti, utilizzano un fluido, di solito organico, che ha un basso punto di ebollizione ed un'elevata pressione di vapore a bassa temperatura rispetto al vapore d'acqua. In generale un sistema ORC, nella sua configurazione più semplice, è composto essenzialmente da quattro componenti: un generatore di vapore (necessario per la vaporizzazione e per il surriscaldamento del fluido attraverso lo sfruttamento del calore proveniente dalla sorgente termica), un espansore per produrre lavoro utile, un condensatore ed una pompa di circolazione. Il fluido lavora quindi in un ciclo Rankine convenzionale, ovvero riceve calore da uno scambiatore di calore (evaporatore) all'interno del quale si riscalda e cambia fase in vapore, dopodiché attraversa una turbina all'interno della quale si espande producendo energia elettrica ed infine passa attraverso un condensatore che lo riporta alla fase liquida per poi essere di nuovo pompato in un nuovo ciclo. Questi cicli, per via delle basse temperature in gioco, hanno un rendimento elettrico piuttosto basso, dell'ordine del 7-25 %. Tuttavia il loro scopo principale è la produzione di lavoro utile che andrebbe altrimenti perso. Uno schema rappresentativo di un sistema ORC è presentato in [Figura 11](#): come si può osservare, in aggiunta ai quattro componenti principali descritti prima (espansore, condensatore, pompa ed evaporatore) il sistema include anche uno scambiatore di calore detto rigeneratore (o recuperatore) che consente di preriscaldare il fluido in ingresso all'evaporatore tramite la corrente in uscita dall'espansore ORC.

Meno consolidata e diffusa sul mercato, ma con significative potenzialità dal punto di vista energetico, è la tecnologia Micro Organic Rankine Cycle (con taglie dell'ordine di qualche kW) [21], che risulta di particolare interesse soprattutto per applicazioni cogenerative e consente di sfruttare fonti di calore a temperature molto variabili, anche se le applicazioni ritenute più promettenti riguardano il caso del recupero termico di cascami a medio-bassa entalpia (60 ÷ 300 °C).

Le sorgenti termiche compatibili con le tecnologie ORC sono svariate, dal calore di scarto di processi industriali, alle energie rinnovabili come il solare termico e l'energia geotermica, caldaie a biomasse, fumi di scarico da micro-TG o MCI.

Se nell'ambito di potenze di interesse industriale (taglie superiori al MW) tale tecnologia è ormai diffusa e consolidata, per quanto riguarda la micro-cogenerazione si contano invece poche unità operative, mentre continua l'attività di ricerca per ottimizzare questi sistemi, in termini di prestazioni ma anche di controllo, con l'obiettivo di impiegarli anche in ambito residenziale.

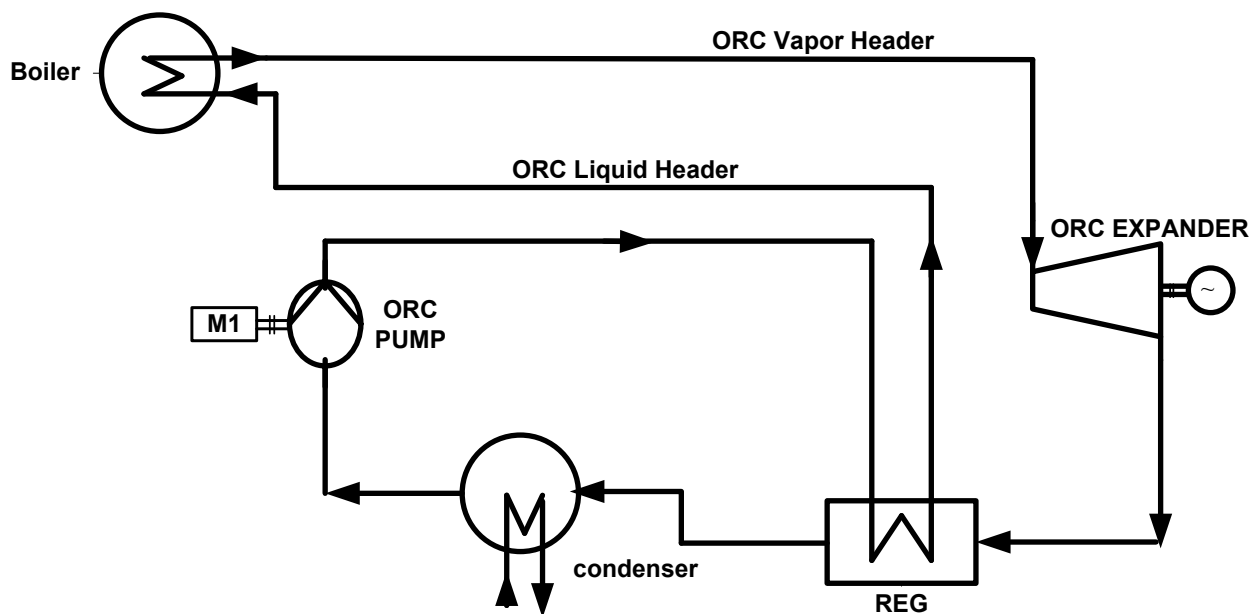


Figura 11 – Schema generale di un Ciclo Rankine Organico (ORC).

4.6 Confronto tra le diverse tecnologie per la conversione del biogas

Al fine di comparare le diverse tecnologie micro-cogenerative per la conversione del biogas, descritte nei paragrafi precedenti del presente capitolo, in **Tabella 2** vengono elencate le taglie tipiche ed i parametri prestazionali in funzione della tecnologia considerata. Nel dettaglio, in tabella vengono forniti i range delle potenze elettrica e termica nominali, l'indice elettrico (definito come rapporto tra potenza elettrica nominale e potenza termica recuperabile in condizioni di design) ed i rendimenti elettrico e termico, anch'essi in condizioni di design, per ciascuna delle tecnologie considerate.

Tali parametri (in particolare l'indice elettrico) risultano di fondamentale importanza per determinare la tecnologia più adatta ad un determinato contesto, essendo questa strettamente dipendente dalle caratteristiche dell'utente finale. In altre parole, le taglie di applicazione ed i parametri prestazionali forniscono delle linee guida per una selezione preliminare del sistema cogenerativo che meglio si presta a soddisfare i fabbisogni energetici di un determinato utente. Uno degli obiettivi della presente analisi, infatti, consiste nella definizione della tecnologia (o delle tecnologie) di sfruttamento del biogas prodotto da digestione anaerobica più idonea per applicazioni cogenerative atte a soddisfare i fabbisogni di energia elettrica ed acqua calda sanitaria per utenze domestiche site in piccole isole.

Nel dettaglio, come si può osservare da **Tabella 2**, le micro-turbine a gas (nelle taglie più piccole, in particolare inferiori a 5 kW) ed i motori Stirling sono le tecnologie che presentano indici elettrici più bassi, risultando quindi particolarmente idonee nei contesti in cui si voglia privilegiare la potenza termica rispetto a quella elettrica (es. civile/residenziale). Viceversa, i motori a combustione interna e (soprattutto) le celle a combustibile presentano indici elettrici mediamente più elevati e saranno dunque tecnologie preferibili nel caso in cui si desideri privilegiare la produzione di energia elettrica rispetto a quella termica.

Tabella 2 – Confronto tecnologie di piccola taglia per la conversione del biogas: taglie e parametri prestazionali.

Tecnologia	P_{el} [kW]	Q_{th} [kW]	I_{el} [-]	η_{el} [-]	η_{th} [-]
Micro Turbina a Gas	30-250	60-420	0.50-0.60	0.25-0.30	0.50
	< 5	15-25	0.20	0.16	0.78
Motore a Combustione Interna	10-1000	20-2000	0.45-0.50	0.20-0.40	0.35-0.60
	< 10	2-20	0.35-0.50	0.12-0.20	0.55-0.66
Motore Stirling	0.75-2.00	5-10	0.15-0.20	0.12-0.15	0.74-0.80
Cella a Combustibile	0.75-1.50	0.6-1.2	0.60-2.40	0.35-0.60	0.25-0.55
Cicli Rankine Organici	< 10	< 150	0.05-0.10	0.05-0.10	0.75-0.85
	10-100	40-600	0.15-0.25	0.10-0.15	0.70-0.80

5 Analisi dei fabbisogni di energia elettrica e acqua calda sanitaria per un'utenza domestica nell'ambito delle piccole isole

Al fine di definire la tecnologia e la taglia più idonee per la conversione del biogas volta alla produzione di energia elettrica e termica nell'ambito di utenze domestiche site in piccole isole, in accordo con ENEA è stata selezionata un'utenza domestica nell'isola di Lampedusa. Nel presente capitolo verranno analizzati i fabbisogni di acqua calda sanitaria e di energia elettrica (per l'illuminazione ed il funzionamento delle altre apparecchiature tipiche di un utente domestico) dell'utenza in oggetto.

5.1 Profili di fabbisogno termico per la produzione di acqua calda sanitaria

L'utenza domestica, sita nell'isola di Lampedusa e selezionata per le analisi, è stata oggetto di una campagna di monitoraggio dei fabbisogni condotta da ENEA nel periodo che va dall'agosto 2017 all'aprile 2018 [22]. Nel dettaglio, l'utenza è stata monitorata dal 3 agosto 2017 al 12 ottobre 2017 e dall'8 febbraio 2018 al 10 aprile 2018. I fabbisogni sono stati registrati con un time step di 15 minuti all'interno dell'intero arco di tempo in cui è stato condotto il monitoraggio. Sulla base dei dati forniti da ENEA è stato quindi possibile ricostruire nell'intero periodo il profilo di fabbisogno termico per ACS mostrato in **Figura 12**, che evidenzia picchi di richiesta attorno a valori compresi tra i 1200 W e i 1300 W e un'energia termica complessivamente richiesta nel periodo pari a circa 577 kWh. Si evidenzia il valore più alto registrato all'interno dell'intero periodo, pari a 1932.8 W, che tuttavia – come è evidente da **Figura 12** – non risulta particolarmente significativo.

Per completezza, da **Figura 13** a **Figura 18** vengono presentati i profili giornalieri di richiesta termica per ACS – estrapolati dal profilo di **Figura 12** – relativi ad alcune giornate invernali, primaverili ed estive. Come si può osservare, la richiesta termica per acqua calda sanitaria si attesta tra i 7.5 kWh/d e i 10 kWh/d nei mesi invernali e primaverili, mentre scende a circa 2.5 kWh/d durante l'estate.

Attualmente, i fabbisogni di energia termica per acqua calda sanitaria (ACS) sono soddisfatti tramite uno scaldabagno da 80 L con potenza elettrica nominale pari a 1200 W [22]. Inoltre, è presente un serbatoio di accumulo termico mantenuto a circa 55 °C, con un buffer giornaliero di ± 2 °C, e l'ACS viene erogata a 40 °C [22]. Tali livelli di temperatura costituiscono quindi uno degli aspetti di cui si terrà conto nella fase di scelta della tecnologia di micro-cogenerazione, al fine di garantire all'utenza il mantenimento dei servizi correnti.

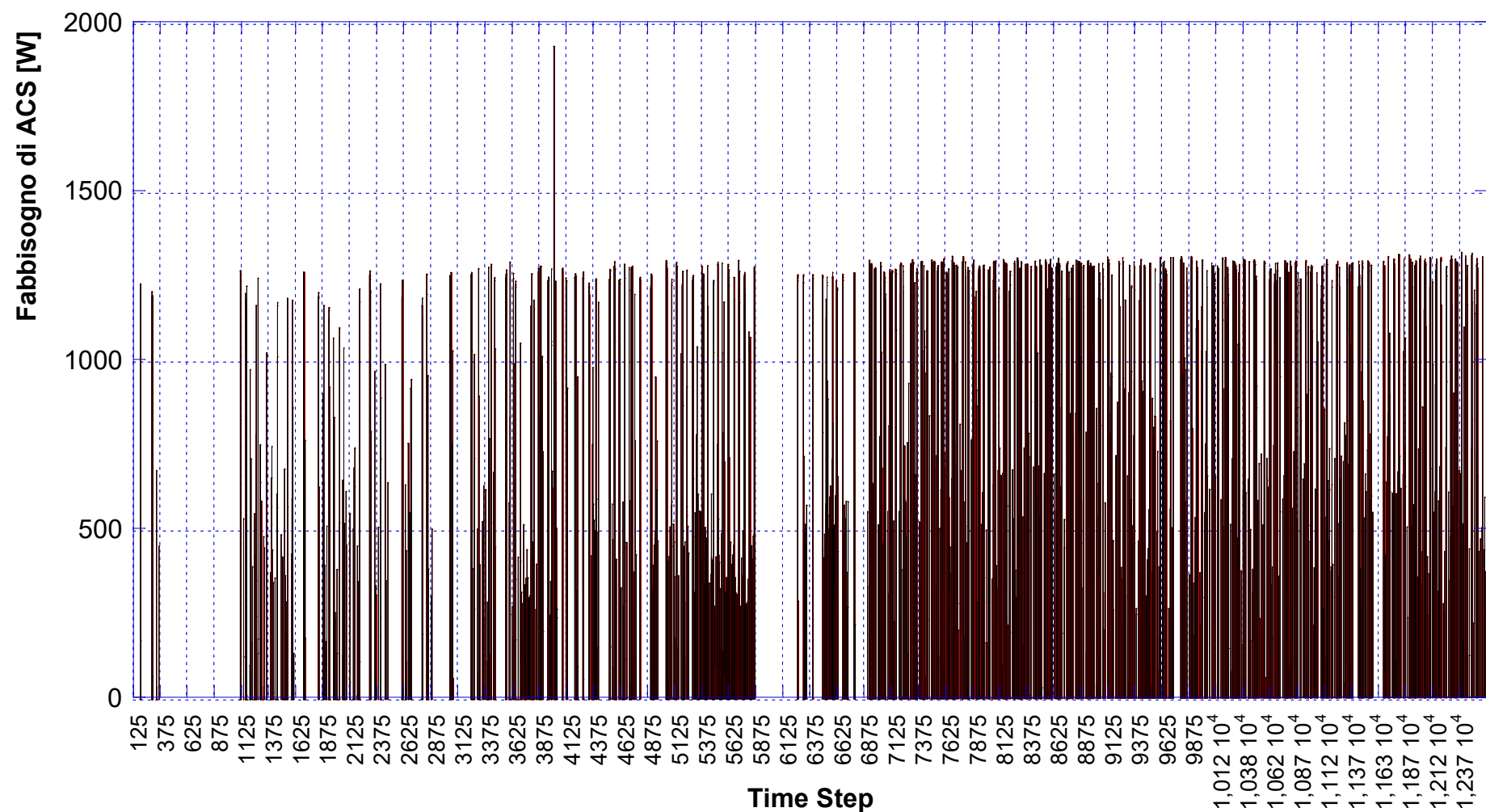


Figura 12 – Profilo di fabbisogno termico per ACS nel periodo compreso tra il 3 agosto 2017 e il 12 ottobre 2017 e tra l'8 febbraio 2018 e il 10 aprile 2018 (time step di 15 min).

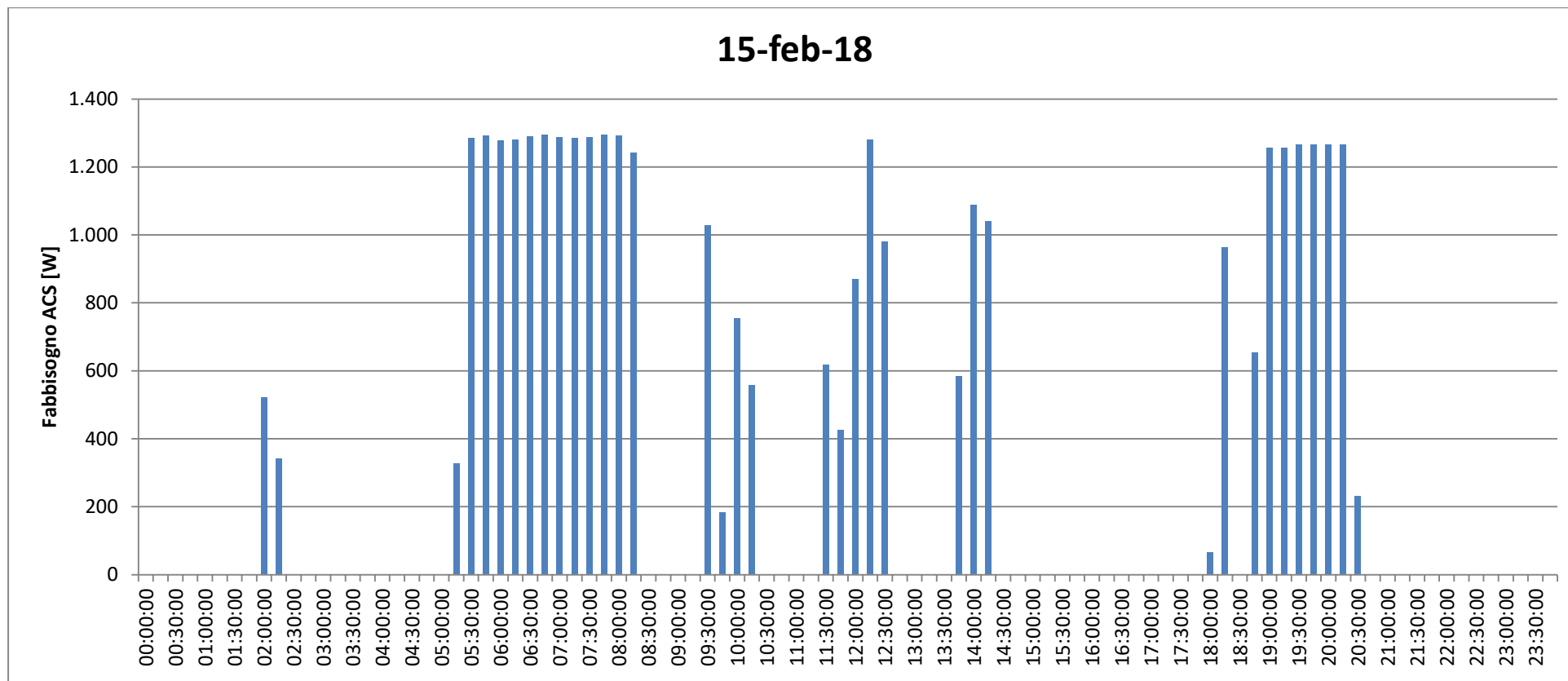


Figura 13 – Profilo di fabbisogno termico per ACS nella giornata del 15 febbraio 2018: fabbisogno complessivo giornaliero di ACS pari a 8874.7 Wh.

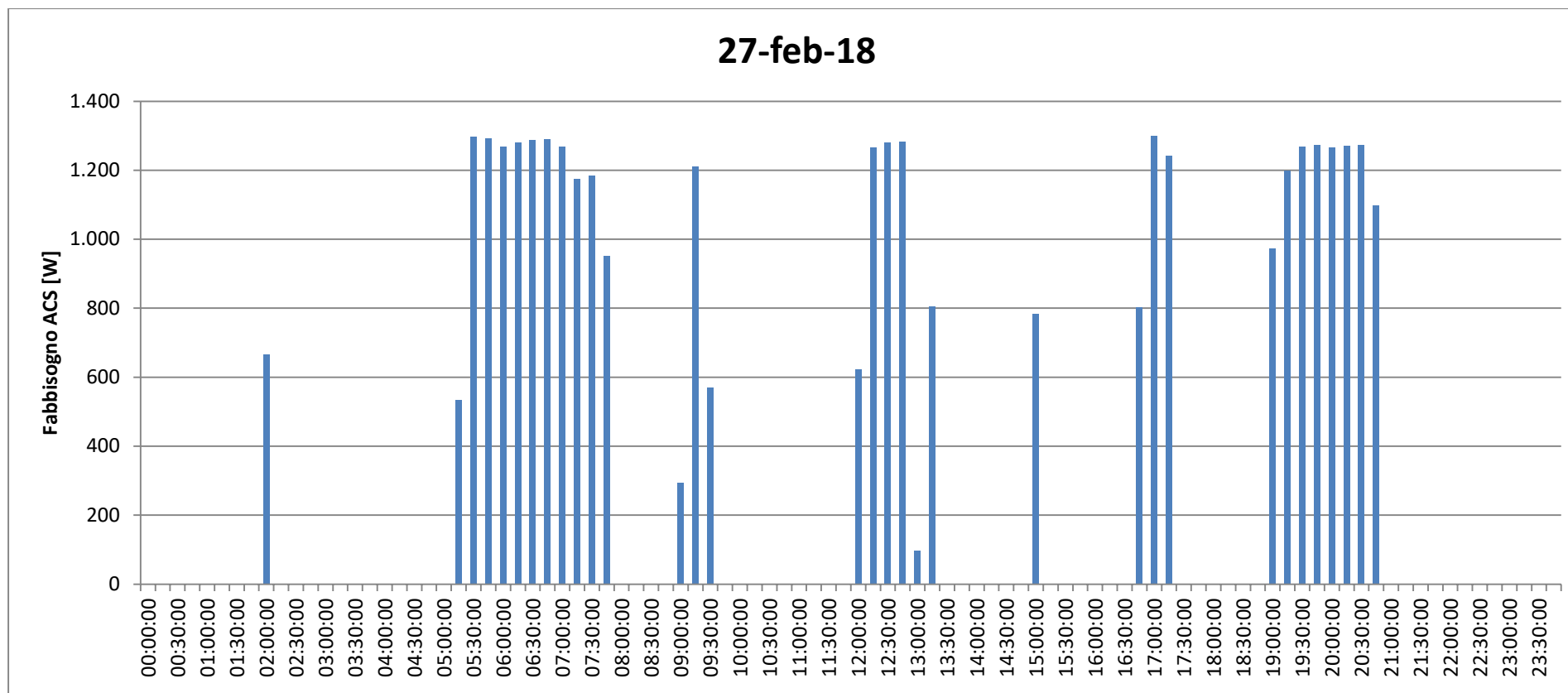


Figura 14 – Profilo di fabbisogno termico per ACS nella giornata del 27 febbraio 2018: fabbisogno complessivo giornaliero di ACS pari a 8667.8 Wh.

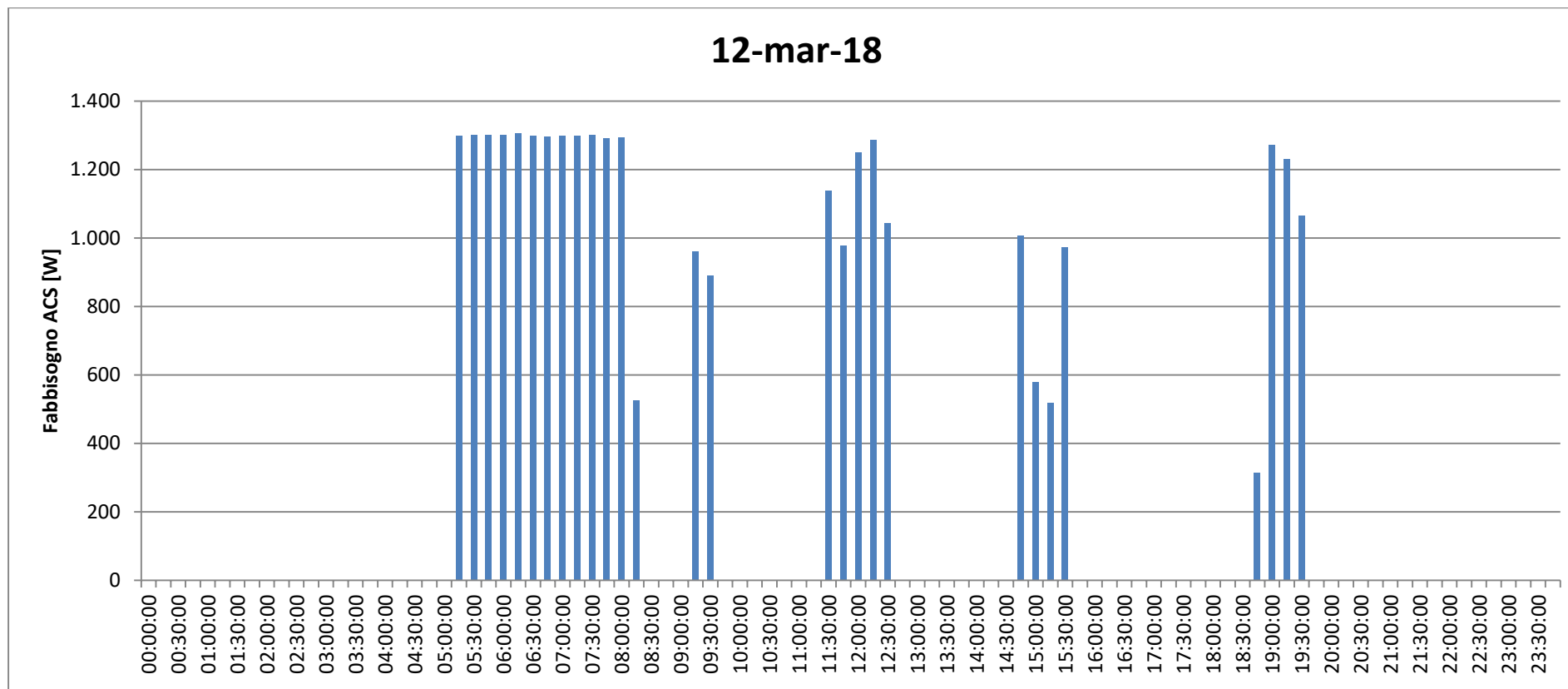


Figura 15 – Profilo di fabbisogno termico per ACS nella giornata del 12 marzo 2018: fabbisogno complessivo giornaliero di ACS pari a 7655.2 Wh.

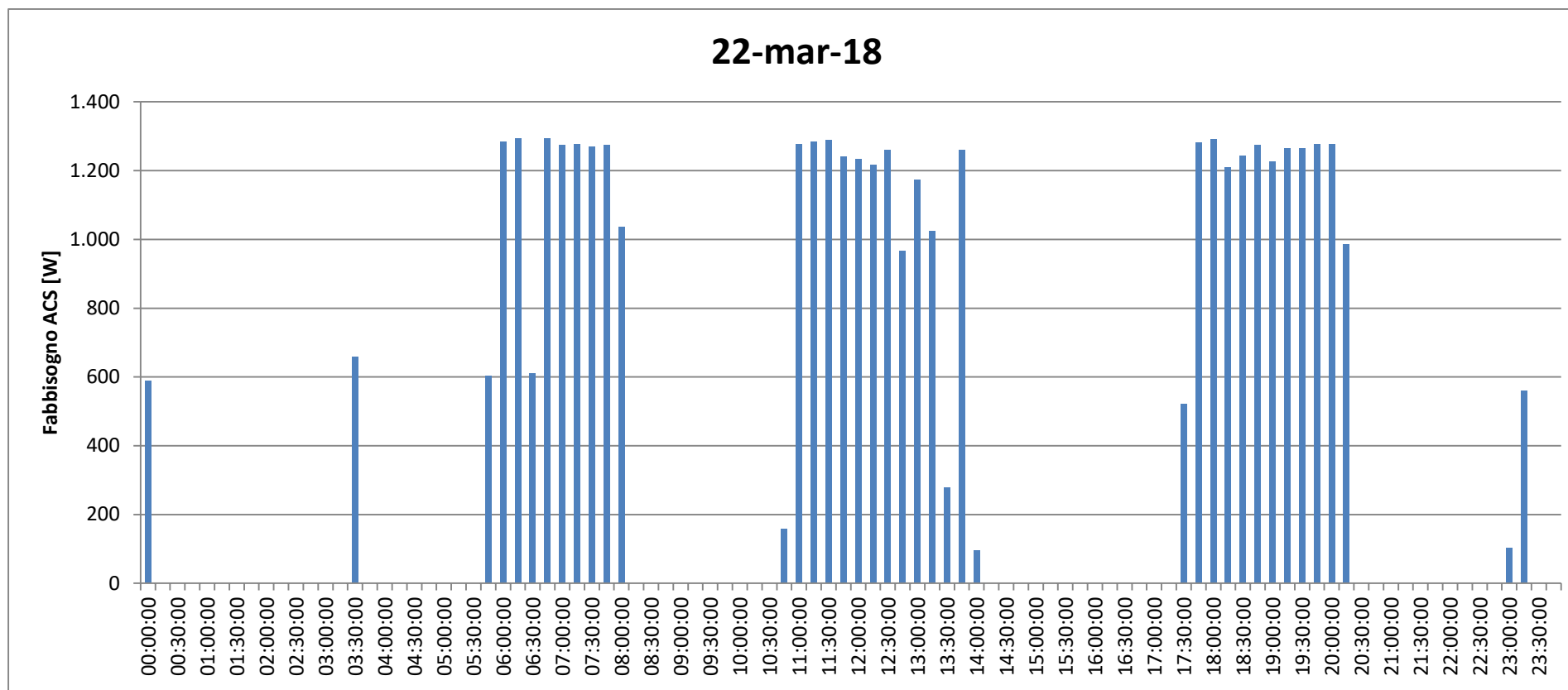


Figura 16 – Profilo di fabbisogno termico per ACS nella giornata del 22 marzo 2018: fabbisogno complessivo giornaliero di ACS pari a 10248.0 Wh.

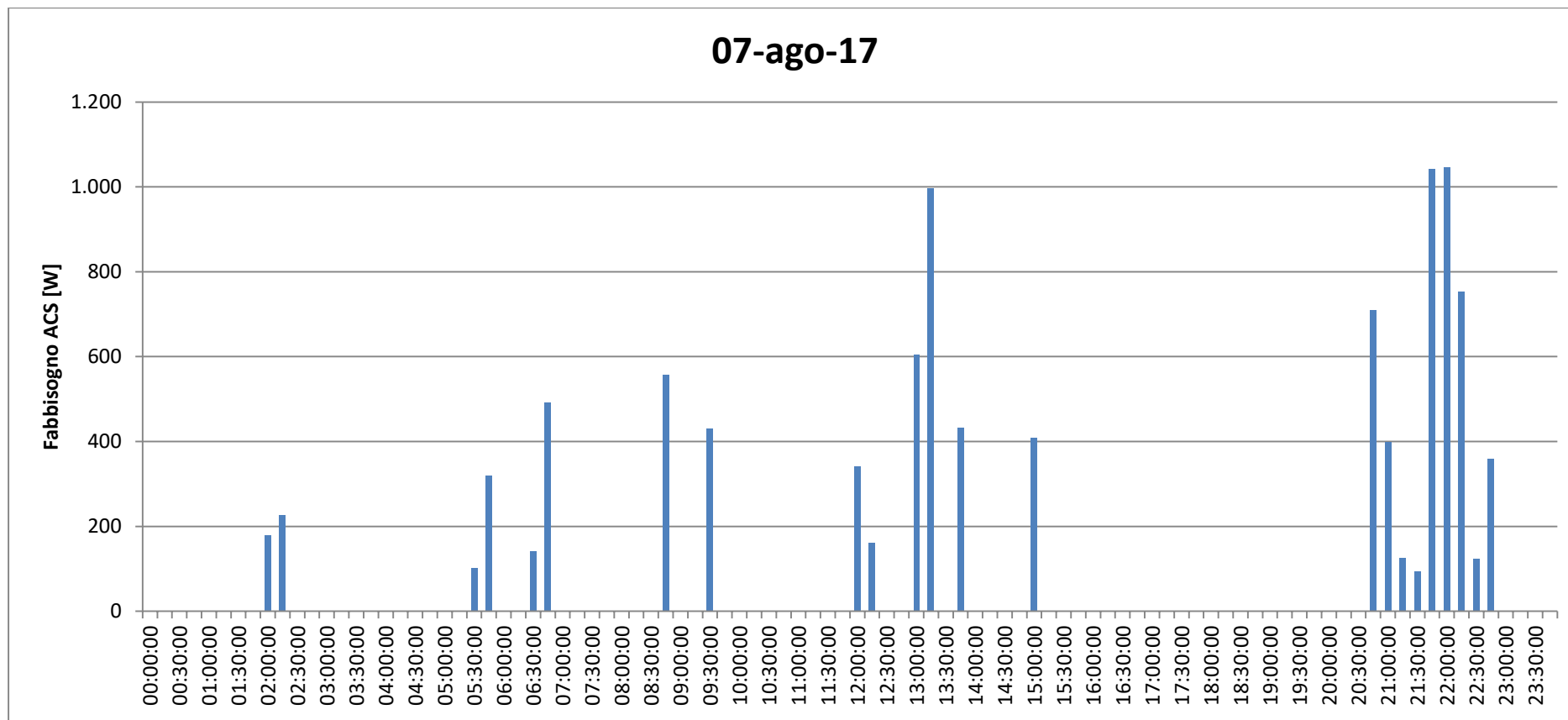


Figura 17 – Profilo di fabbisogno termico per ACS nella giornata del 7 agosto 2017: fabbisogno complessivo giornaliero di ACS pari a 2512.3 Wh.

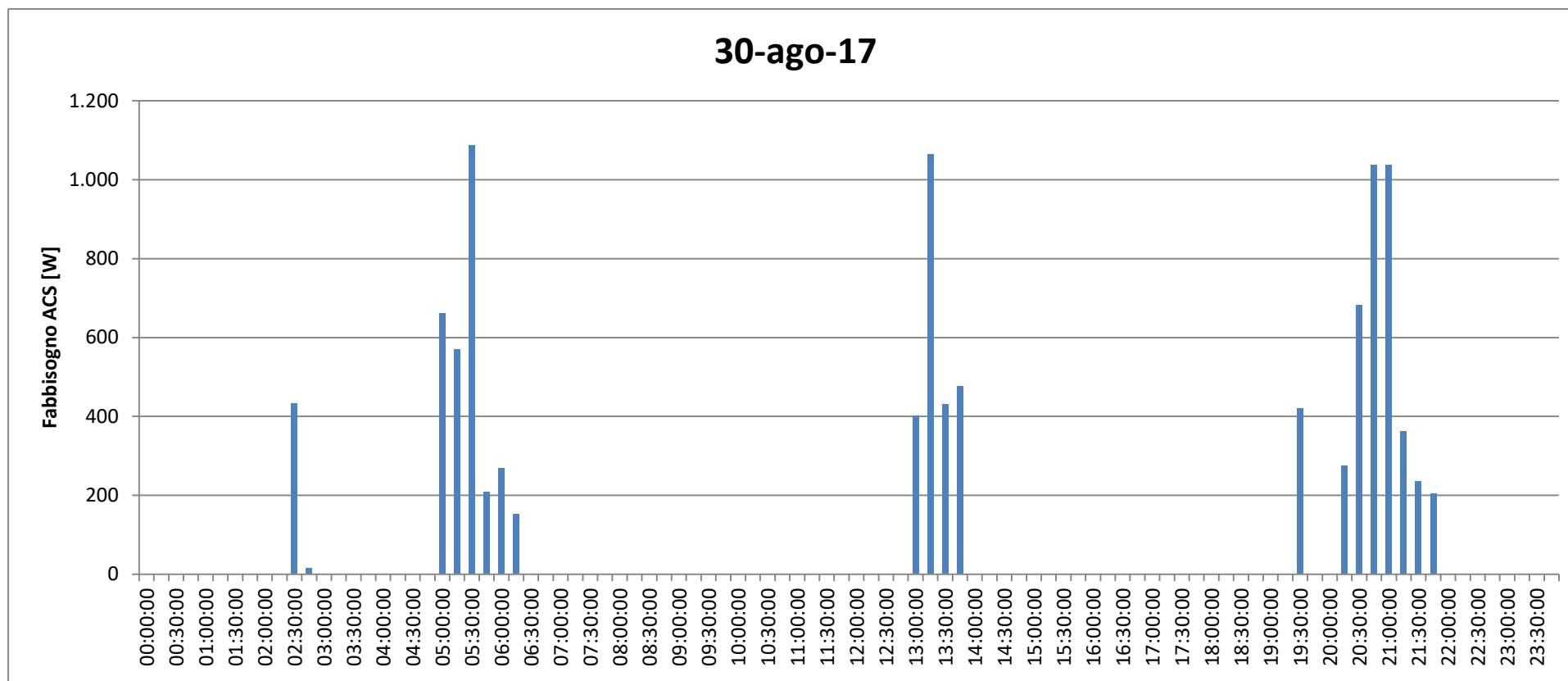


Figura 18 – Profilo di fabbisogno termico per ACS nella giornata del 30 agosto 2017: fabbisogno complessivo giornaliero di ACS pari a 2507.4 Wh.

5.2 Profili di fabbisogno elettrico

Per quanto riguarda i consumi elettrici dell'utenza oggetto di analisi, sono stati considerati i fabbisogni di energia per l'illuminazione e per le altre apparecchiature tipicamente di uso domestico (quali frigorifero, forno elettrico/microonde, televisore, pc, ecc.). Da precedenti studi è stato stimato un fabbisogno giornaliero medio pari a circa 9 kWh [22]. Tale fabbisogno è leggermente dipendente dalla stagione e dal mese considerati, portando al profilo annuale in funzione del mese mostrato in [Figura 19](#). Più in dettaglio, il fabbisogno elettrico mensile dell'utenza selezionata varia tra un minimo pari a 297 kWh (registrato nel mese di giugno) ed un massimo pari a 343 kWh (nel mese di dicembre).

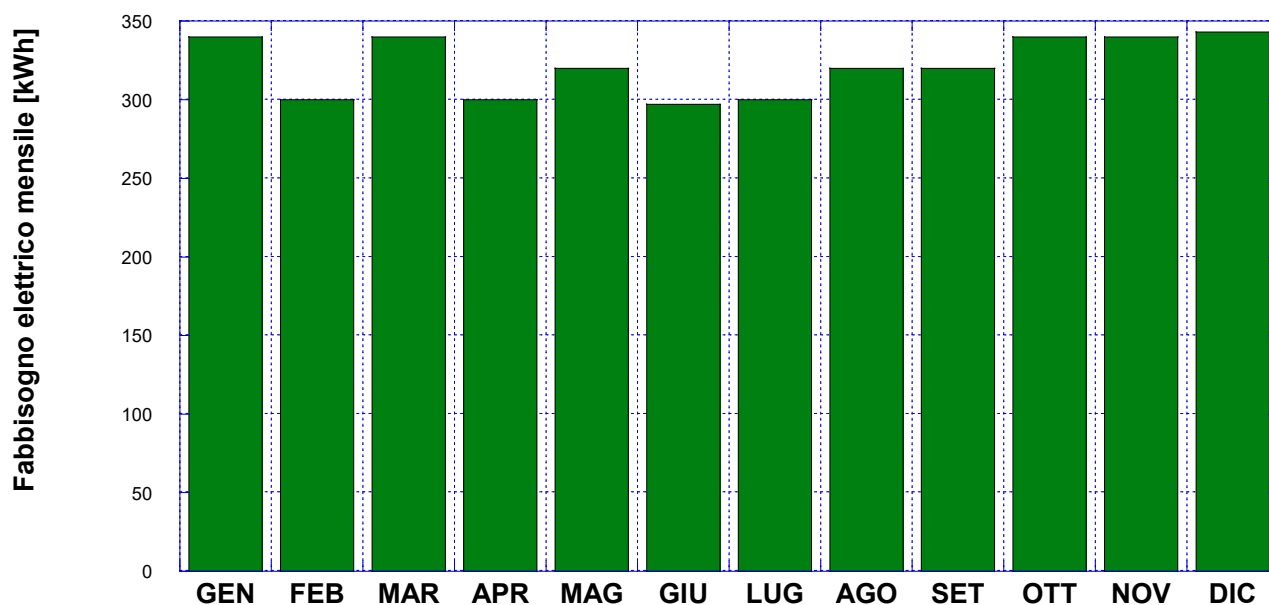


Figura 19 – Fabbisogno di energia elettrica dell'utenza considerata in funzione del mese.

6 Valutazioni sul sistema micro-cogenerativo

Sulla base dell'analisi del profilo di fabbisogno termico per acqua calda sanitaria presentata nel Capitolo 5 del presente report, si evidenzia che il micro-cogeneratore da installare presso l'utenza considerata deve avere una taglia che consenta di poter recuperare circa 2 kW di potenza termica, al fine di soddisfare il fabbisogno termico dell'utenza durante tutto l'anno.

A tale proposito, nel presente capitolo verranno analizzati diversi modelli commerciali di micro-cogeneratori, individuati da ENEA; nel dettaglio, al fine di individuare la tecnologia di conversione del biogas più idonea al contesto, tramite un modello appositamente sviluppato verrà valutato il funzionamento di ciascuna tecnologia durante l'intero periodo considerato e verrà di conseguenza determinata la taglia del biodigestore corrispondente. Infine, verranno presentati alcuni modelli commerciali di digestori anaerobici individuati sul mercato.

6.1 Tecnologie cogenerative commerciali di piccola taglia per la riconversione di biogas

L'analisi di mercato condotta da ENEA relativamente alle tecnologie micro-cogenerative a biogas ha portato all'individuazione di diversi modelli commerciali, elencati in **Tabella 3**. In particolare, sono state individuate cinque tecnologie Stirling, una micro turbina a gas e due celle a combustibile ad ossidi solidi (ovvero di tipo SOFC). Come si può osservare da **Tabella 3**, le prestazioni in condizioni di design – in termini di efficienza elettrica e/o termica e in termini di potenza termica recuperabile – non vengono fornite dalle aziende produttrici per tutti i sistemi. In ogni caso, la potenza elettrica nominale delle macchine selezionate sul mercato va da 0.75 kW a 3.20 kW, a cui corrisponde una potenza termica recuperata nel range 0.63-10 kW. Per quanto riguarda le efficienze, inoltre, i dati disponibili mostrano una notevole differenza nei valori anche per data tecnologia. Ad esempio, l'efficienza elettrica nominale nel caso di motori Stirling varia dal 12 % (WhisperGen dell'azienda Whisper Tech) al 26 % (Vortex system dell'azienda Microgen), mentre l'efficienza elettrica nominale delle celle a combustibile è pari al 35 % nel caso del modello Vitovalor PT2 della Viessman e pari al 60 % nel caso del modello BlueGen dell'azienda BluePower.

Tabella 3 – Tecnologie micro-cogenerative commerciali alimentate da biogas.

Produttore	Modello	Tipologia	P _{el} [kW]	η _{el} [%]	η _{th} [%]	Q _{th} [kW]	V [m ³]	Peso [kg]
GenoaStirling	ML1000	Stirling	1.10	14	80	6.29	0.23	110
Microgen	Vortex system	Stirling	1.05	26	n.d.*	n.d.*	n.d.*	n.d.*
MTT	EnerTwin	μTG	3.20	16	78	15.60	0.66	210
BluePower	BlueGen	SOFC	1.50	60	25	0.63	0.42	195
Viessman/Panasonic	Vitovalor PT2	SOFC	0.75	35	55	1.18	1.30	326
Inspirit Energy	Inspirit Charger 2.0	Stirling	2.00	15	74	10.00	0.41	350
Whisper Tech	WhisperGen	Stirling	0.75	12	80	5.00	0.18	120
Qnergy	Powergen 1200	Stirling	1.20	n.d.*	n.d.*	n.d.*	1.47	390

* n.d.: dati non disponibili

6.2 Design del sistema integrato per la produzione e la riconversione di biogas

Al fine di testare i modelli presentati nel paragrafo precedente, valutarne il funzionamento per soddisfare i fabbisogni (in particolare di acqua calda sanitaria) dell'utenza domestica selezionata e definire la taglia necessaria per il biodigestore, è stato creato un apposito modello di calcolo. Tale modello, sulla base del profilo di fabbisogno di ACS dell'utenza (noto con time step pari a 15 min) e sulla base delle specifiche tecniche del micro-cogeneratore, consente di valutare per ciascun time step il funzionamento dell'impianto di produzione di ACS. Nel dettaglio, il modello di calcolo considera che il sistema per la produzione di acqua calda sanitaria includa, oltre al cogeneratore e al biodigestore, anche un serbatoio di accumulo termico.

Pertanto, per ciascun time step e per ciascuna tecnologia di riconversione del biogas, la logica di funzionamento adottata è la seguente:

1. valutazione della potenza termica richiesta dall'utenza ($Q_{th,ut}$):
 - se $Q_{th,ut} = 0$, allora il sistema cogenerativo è spento e l'energia termica accumulata all'interno del serbatoio resta invariata;
 - se $Q_{th,ut} > 0$, viene verificata la presenza o meno di energia termica accumulata all'interno del serbatoio ($E_{th,acc}$). Nel caso in cui la disponibilità dell'accumulo sia maggiore o uguale rispetto alla richiesta dell'utenza ($E_{th,acc} \geq E_{th,acc}$), allora il micro-cogeneratore non lavora e viene impiegato l'accumulo per soddisfare il fabbisogno dell'utenza. Viceversa, nel caso in cui la disponibilità dell'accumulo non sia sufficiente ($E_{th,acc} < E_{th,acc}$), il micro-cogeneratore è in funzione;
2. valutazione delle potenze elettrica e termica prodotte dal cogeneratore, della potenza introdotta con il combustibile e della variazione di energia termica accumulata all'interno del serbatoio;
3. valutazione della portata in massa di biogas che deve essere disponibile in quel determinato step, sulla base della potenza introdotta con il combustibile (calcolata al punto 2) e del potere calorifico stimato per il biogas (dato di input del modello);

Una volta determinato il funzionamento del cogeneratore durante l'intero periodo esame, si può infine procedere alla definizione della taglia del digestore anaerobico, considerando che lavori con un rateo di produzione costante e tale da garantire la portata in massa di biogas richiesta ad ogni step e valutata al punto precedente.

In particolare, sono state selezionate ai fini dell'analisi le tecnologie di **Tabella 3** per le quali fossero disponibili tutti i parametri prestazionali (potenze elettrica prodotta e termica recuperabile in condizioni di design, efficienze elettrica e termica in condizioni di design) e – in modo tale da confrontare tutte le tecnologie per la riconversione di biogas discusse nel Capitolo 4 – ad esse sono stati aggiunti un motore a combustione interna (non commerciale, ma definito sulla base dello stato dell'arte) ed un sistema basato sulla tecnologia ORC installato presso il “Laboratorio di Tecnologie per la Micro-Generazione” del Dipartimento di Ingegneria Industriale dell'Alma Mater Studiorum Università di Bologna. Viste le taglie molto simili e per evitare ripetizioni, tra i due motori Stirling delle aziende GenoaStirling e Whisper Tech si è deciso di simulare solo il primo, che presenta un'efficienza più elevata. I sei sistemi analizzati sono pertanto riassunti in **Tabella 4**.

Inoltre, data la variabilità della composizione e quindi del potere calorifico inferiore (LHV) del biogas proveniente da digestione anaerobica di rifiuti domestici, le simulazioni sono state condotte considerando due diversi valori di LHV per il biogas, rispettivamente pari a 25000 kJ/kg e 38000 kJ/kg.

Tabella 4 – Sistemi micro-cogenerativi analizzati.

ID Sistema	Tipologia	P_{el} [kW]	η_{el} [%]	η_{th} [%]	Q_{th} [kW]
CHP #1	Stirling	1.10	14	80	6.29
CHP #2	μ TG	3.20	16	78	15.60
CHP #3	SOFC	1.50	60	25	0.63
CHP #4	SOFC	0.75	35	55	1.18
CHP #5	Stirling	2.00	15	74	10.00
CHP #6	MCI	0.60	15	50	2.00
CHP #7	ORC	3.00	10	83	25.00

I risultati delle simulazioni, relativi al funzionamento del micro-cogeneratore e dell'energia termica disponibile all'interno del serbatoio di accumulo, sono presentati da **Figura 20** a **Figura 99** per i diversi modelli di cogeneratore considerati e per alcune giornate nel corso del periodo analizzato. In particolare, vengono presentati gli andamenti per le giornate di cui nel Capitolo 5 era stato mostrato il dettaglio dei fabbisogni termici per ACS, ad eccezione delle due giornate di agosto per le quali la richiesta dell'utenza è

molto contenuta e limitata a pochissime ore durante la giornata, rendendo l'impiego del cogeneratore quasi nullo. I risultati estrapolati dalle simulazioni sull'intero periodo considerato (il periodo di monitoraggio e registrazione dei fabbisogni dell'utenza in esame) sono dunque quelli relativi alle giornate del 15 e 27 febbraio 2018 e del 12 e 22 marzo 2018. Più in dettaglio, per ciascun motore primo e per ciascuna giornata sono mostrati gli andamenti dei profili delle potenze elettrica prodotta e termica recuperata, della potenza introdotta con il combustibile e dell'energia termica accumulata. Si evidenzia, inoltre, che le celle SOFC selezionate sul mercato, ovvero i cogeneratori CHP #3 e CHP #4 in **Tabella 4**, non sono idonei a soddisfare il fabbisogno di acqua calda sanitaria dell'utenza domestica oggetto di analisi nel presente studio. Di conseguenza, non vengono qui riportati i risultati delle simulazioni effettuate considerando tali sistemi. Tuttavia, se si considerasse l'ipotesi di integrare i cogeneratori CHP #3 e CHP #4 con pannelli solari termici e/o con lo scaldabagno elettrico già presente presso l'utenza (magari accoppiato con pannelli fotovoltaici nell'ottica di mantenere l'obiettivo di minimizzare l'importazione elettrica dal continente), anche questi sistemi potrebbero essere presi in considerazione.

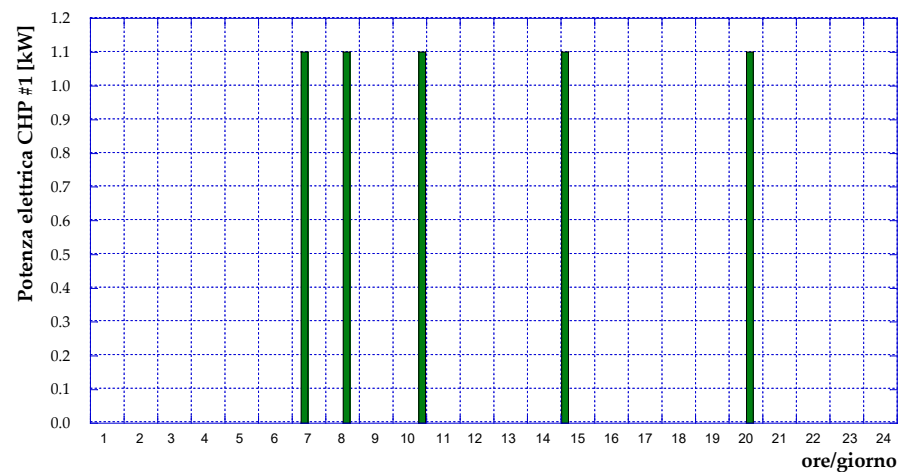


Figura 20 – Profilo di potenza elettrica prodotta dal cogeneratore CHP #1 (15/02/2018).

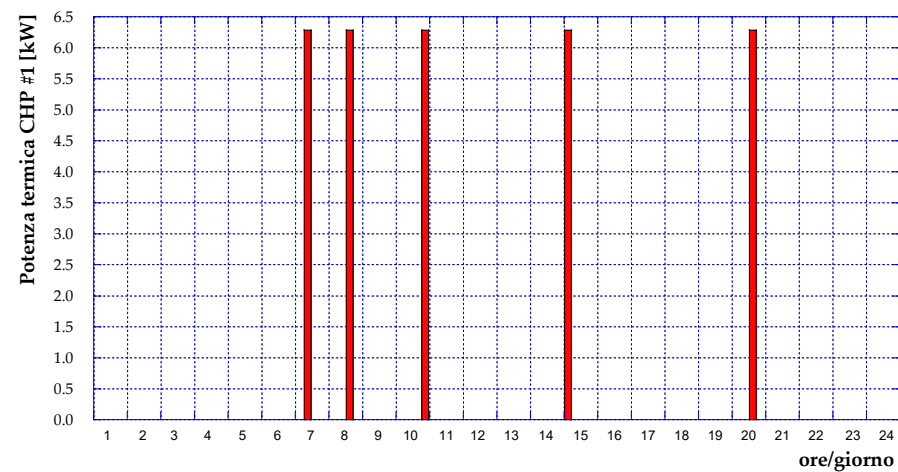


Figura 21 – Profilo di potenza termica recuperata dal cogeneratore CHP #1 (15/02/2018).

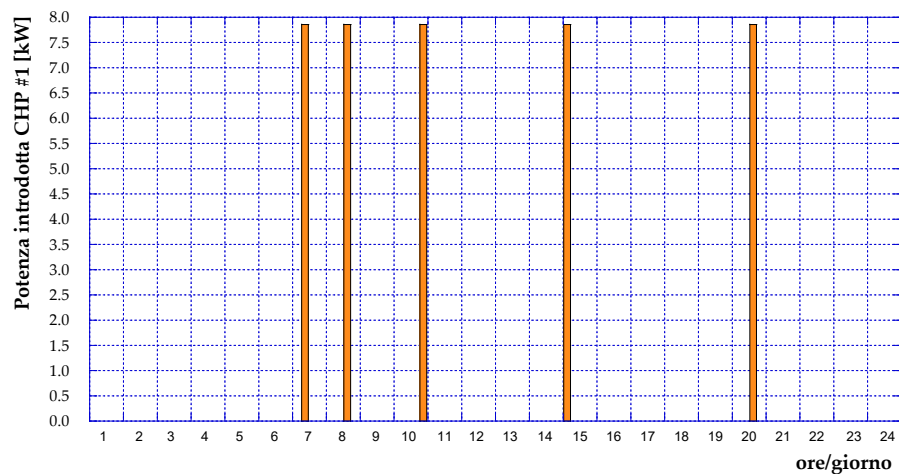


Figura 22 – Profilo di potenza introdotta con il combustibile nel cogeneratore CHP #1 (15/02/2018).

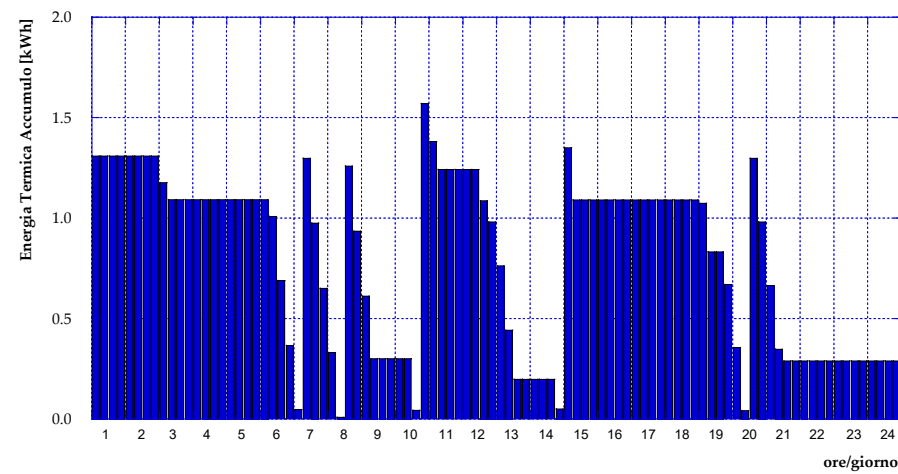


Figura 23 – Profilo di energia termica disponibile dall'accumulo nel caso CHP #1 (15/02/2018).

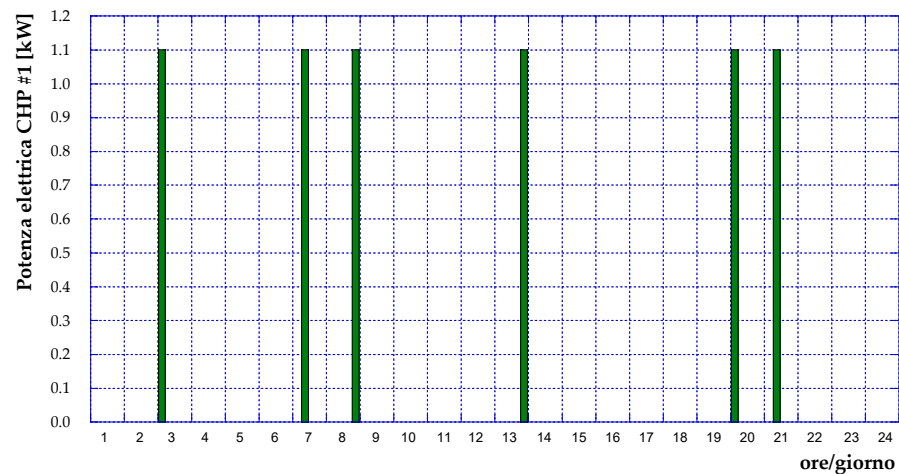


Figura 24 – Profilo di potenza elettrica prodotta dal cogeneratore CHP #1 (27/02/2018).

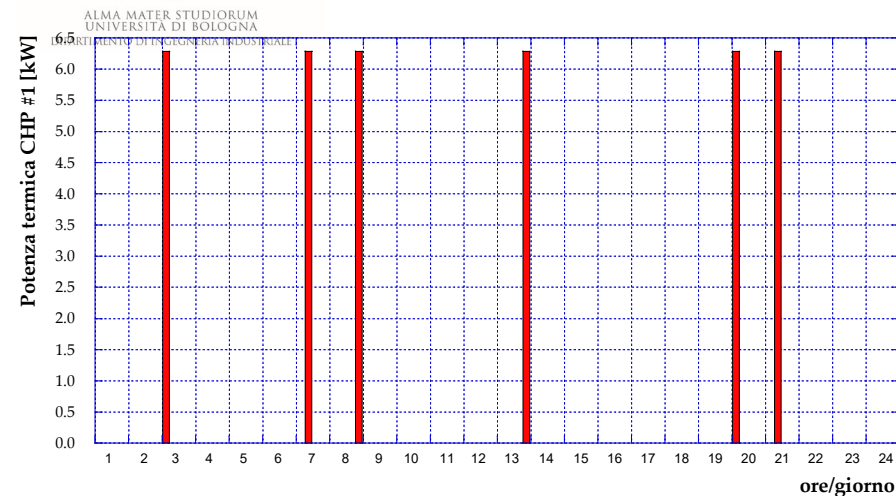


Figura 25 – Profilo di potenza termica recuperata dal cogeneratore CHP #1 (27/02/2018).

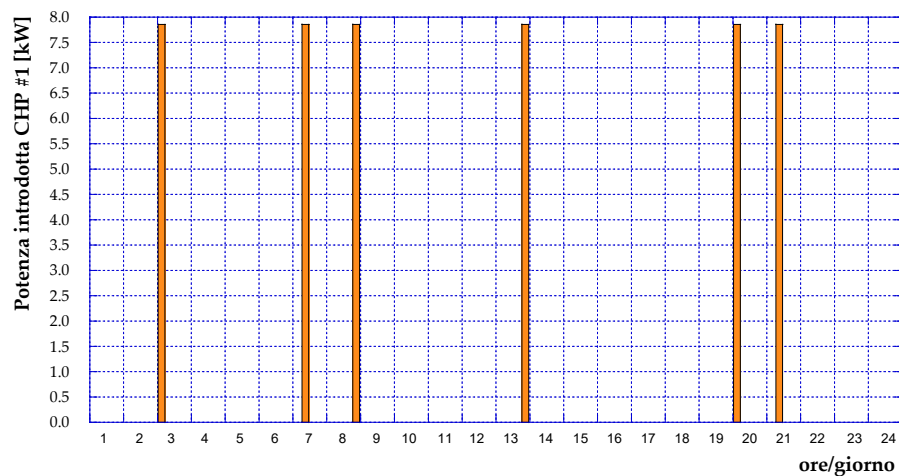


Figura 26 – Profilo di potenza introdotta con il combustibile nel cogeneratore CHP #1 (27/02/2018).

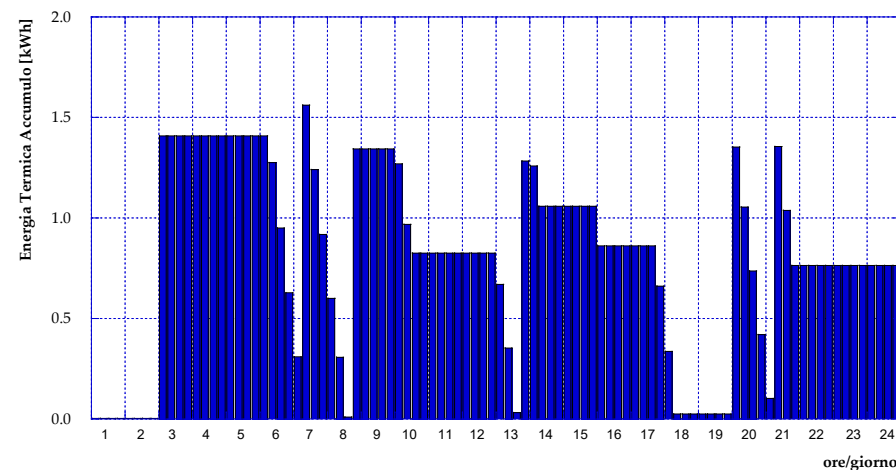


Figura 27 – Profilo di energia termica disponibile dall'accumulo nel caso CHP #1 (27/02/2018).

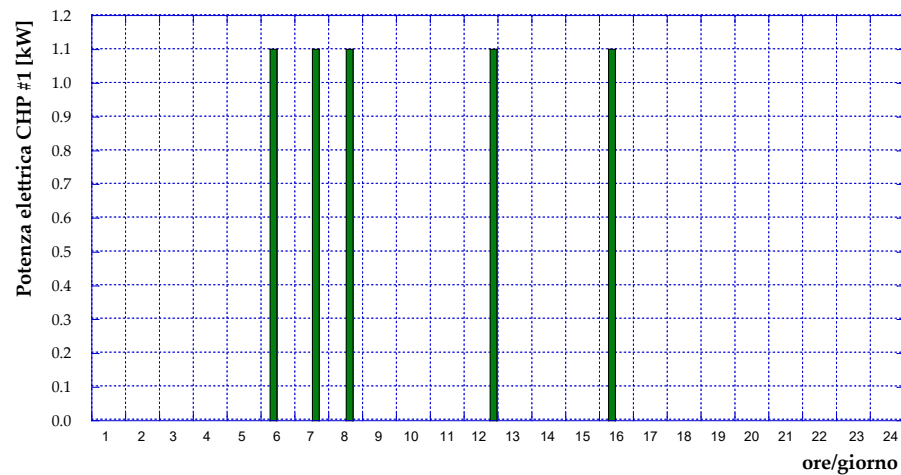


Figura 28 – Profilo di potenza elettrica prodotta dal cogeneratore CHP #1 (12/03/2018).

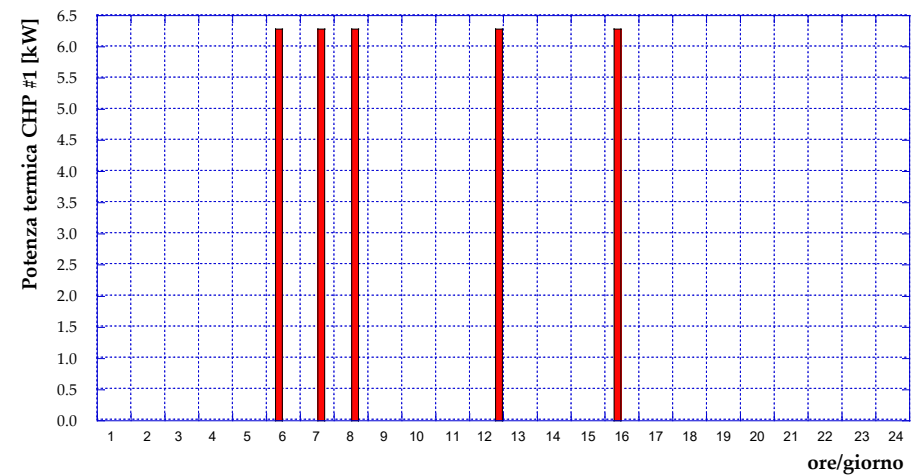


Figura 29 – Profilo di potenza termica recuperata dal cogeneratore CHP #1 (12/03/2018).

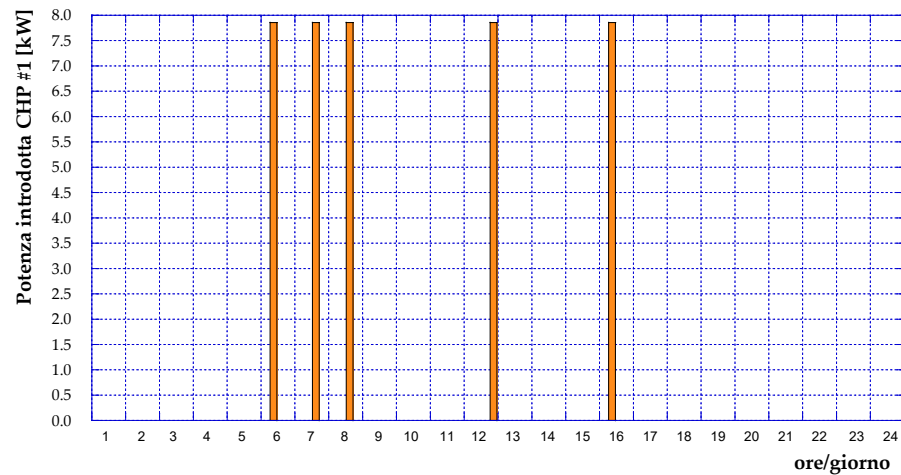


Figura 30 – Profilo di potenza introdotta con il combustibile nel cogeneratore CHP #1 (12/03/2018).

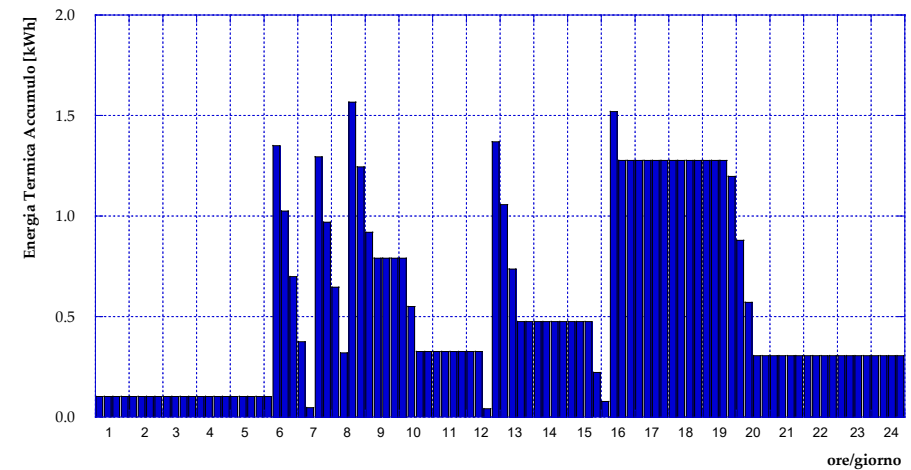


Figura 31 – Profilo di energia termica disponibile dall'accumulo nel caso CHP #1 (12/03/2018).

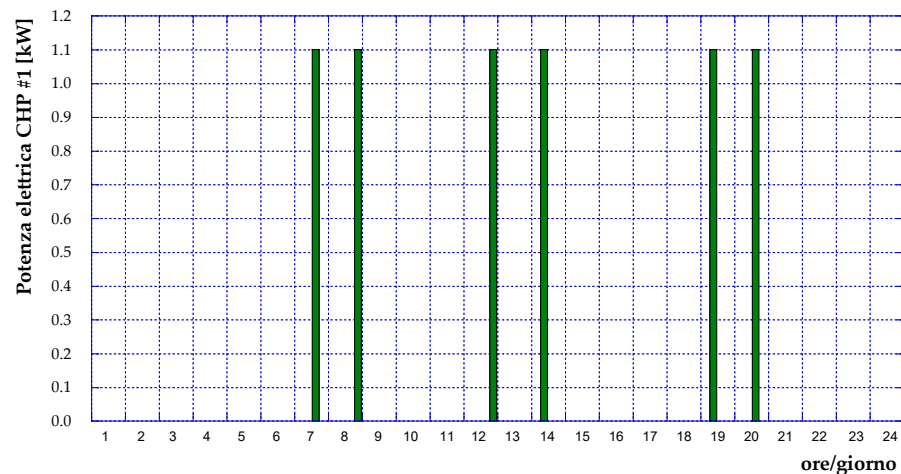


Figura 32 – Profilo di potenza elettrica prodotta dal cogeneratore CHP #1 (22/03/2018).

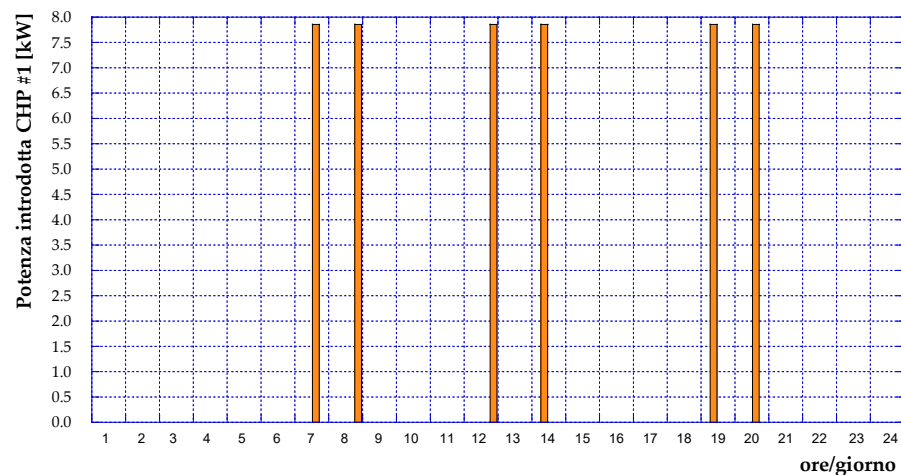


Figura 34 – Profilo di potenza introdotta con il combustibile nel cogeneratore CHP #1 (22/03/2018).

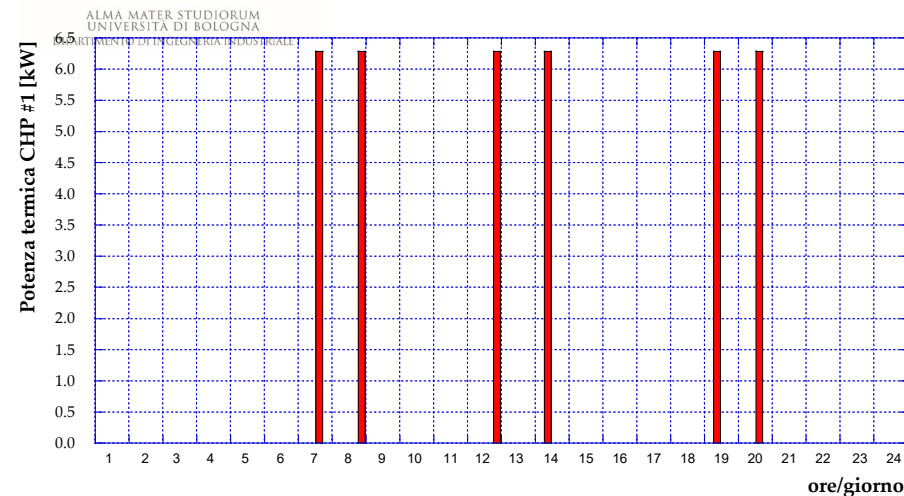


Figura 33 – Profilo di potenza termica recuperata dal cogeneratore CHP #1 (22/03/2018).

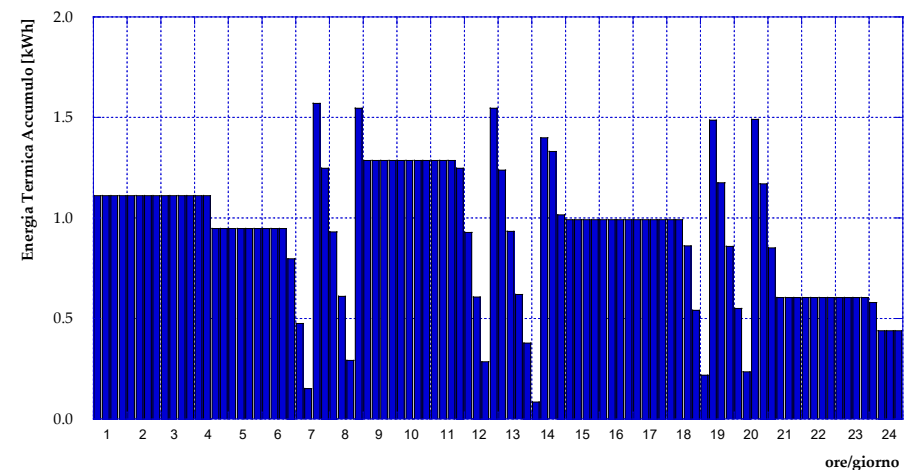


Figura 35 – Profilo di energia termica disponibile dall'accumulo nel caso CHP #1 (22/03/2018).

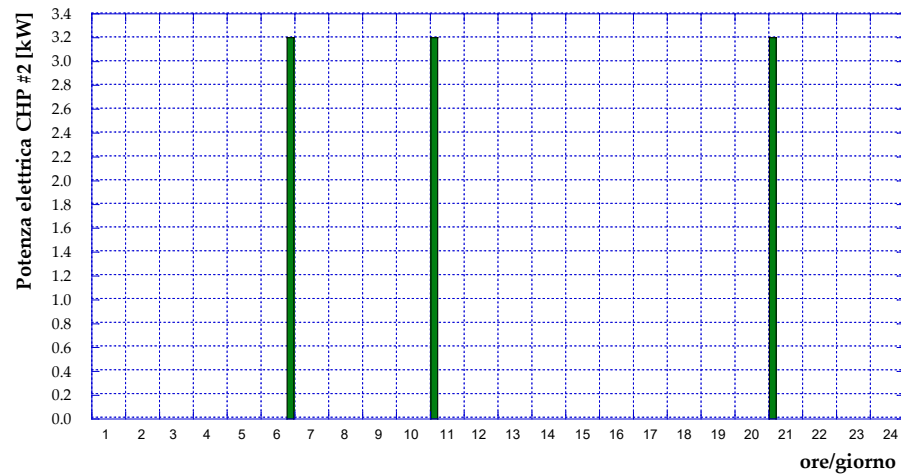


Figura 36 – Profilo di potenza elettrica prodotta dal cogeneratore CHP #2 (15/02/2018).

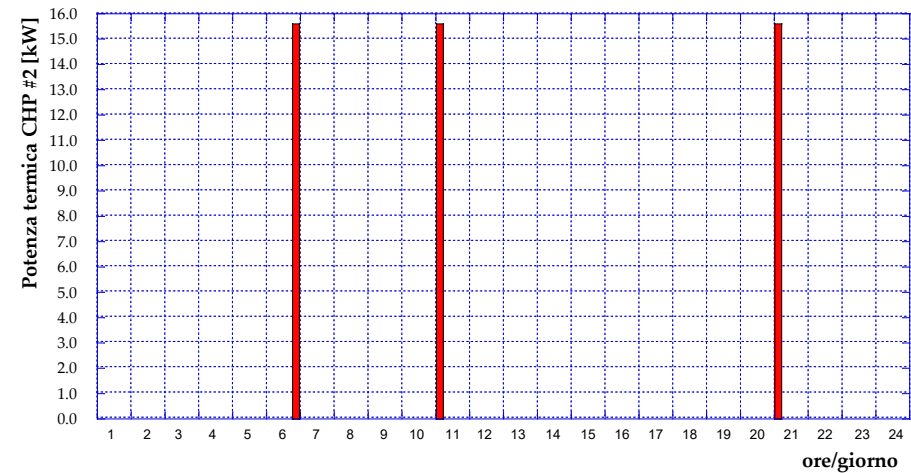


Figura 37 – Profilo di potenza termica recuperata dal cogeneratore CHP #2 (15/02/2018).

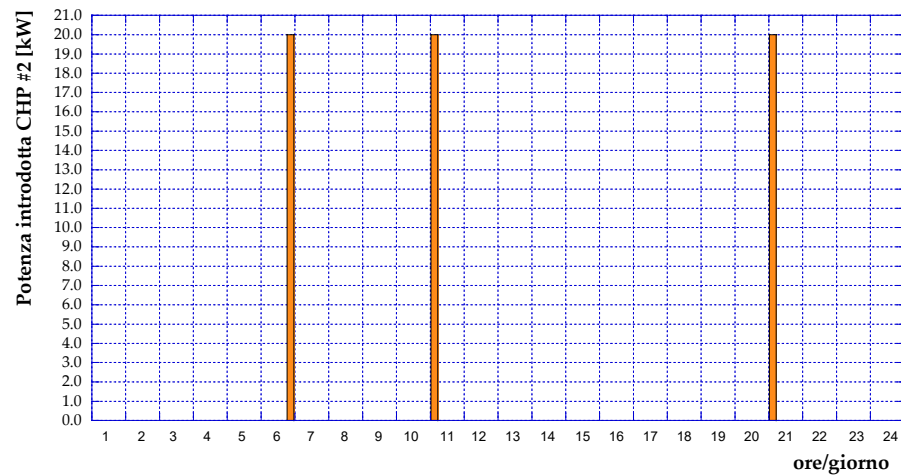


Figura 38 – Profilo di potenza introdotta con il combustibile nel cogeneratore CHP #2 (15/02/2018).

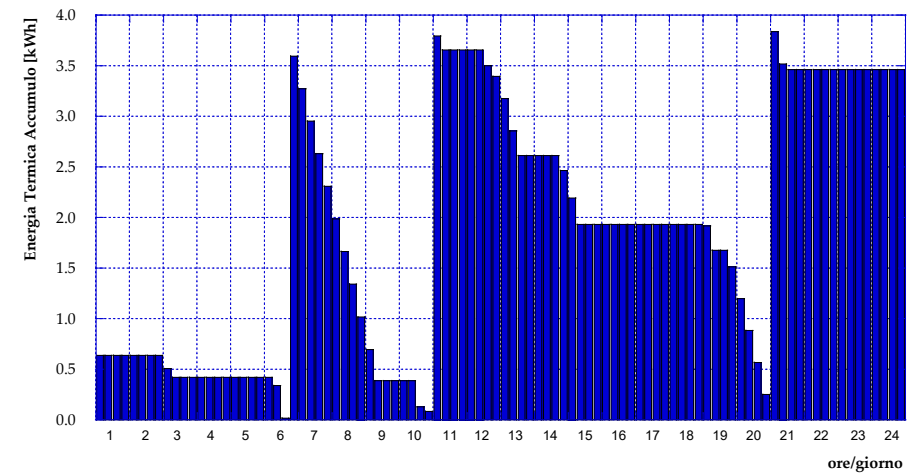


Figura 39 – Profilo di energia termica disponibile dall'accumulo nel caso CHP #2 (15/02/2018).

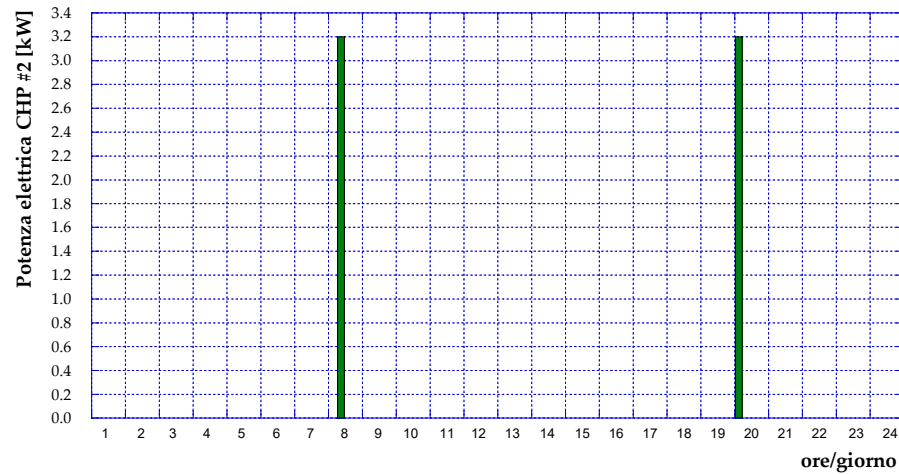


Figura 40 – Profilo di potenza elettrica prodotta dal cogeneratore CHP #2 (27/02/2018).

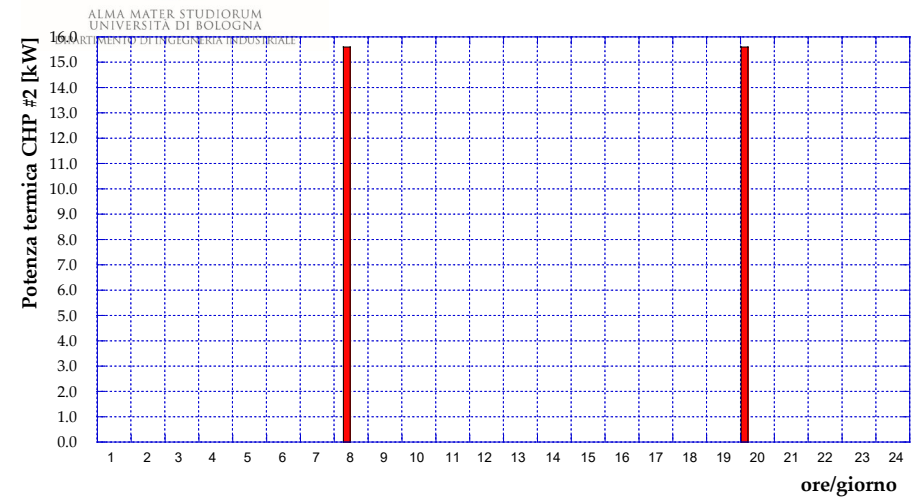


Figura 41 – Profilo di potenza termica recuperata dal cogeneratore CHP #2 (27/02/2018).

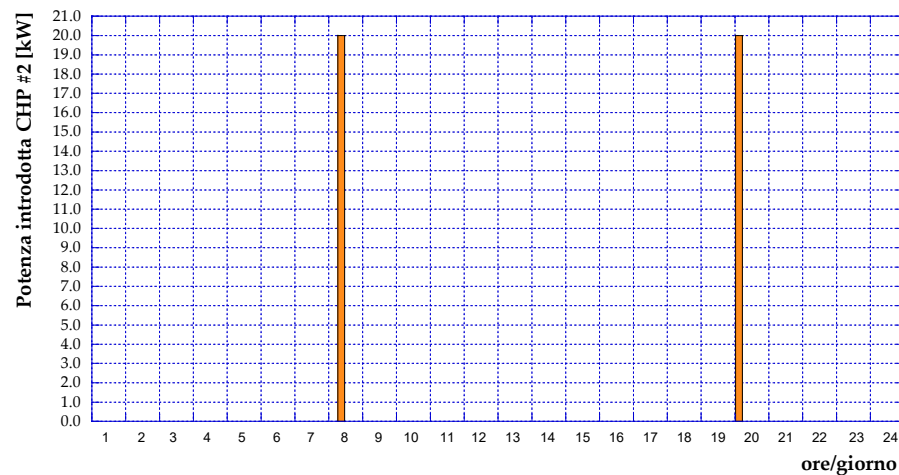


Figura 42 – Profilo di potenza introdotta con il combustibile nel cogeneratore CHP #2 (27/02/2018).

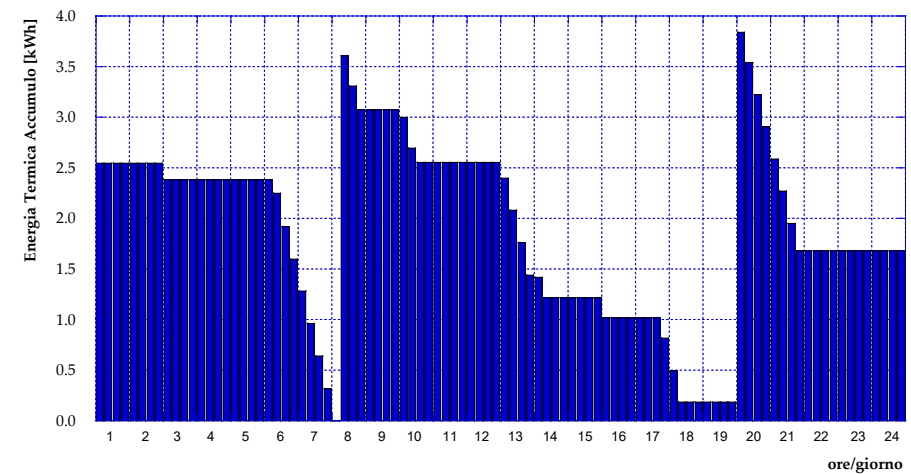


Figura 43 – Profilo di energia termica disponibile dall'accumulo nel caso CHP #2 (27/02/2018).

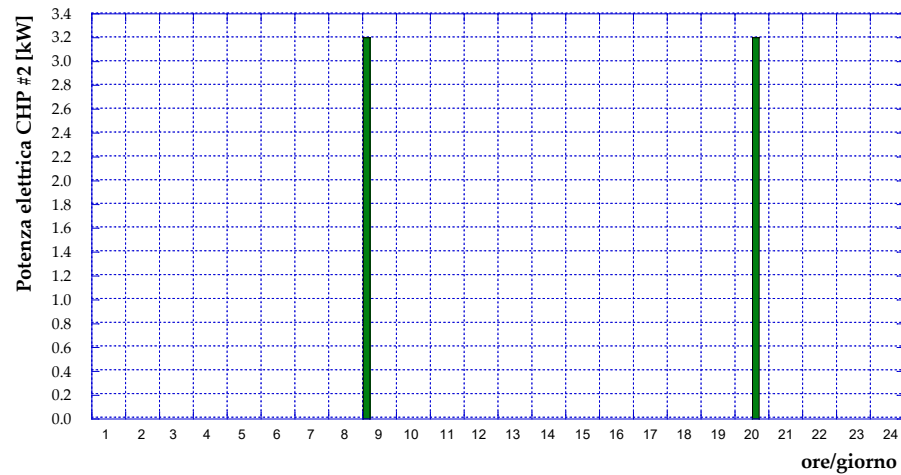


Figura 44 – Profilo di potenza elettrica prodotta dal cogeneratore CHP #2 (12/03/2018).

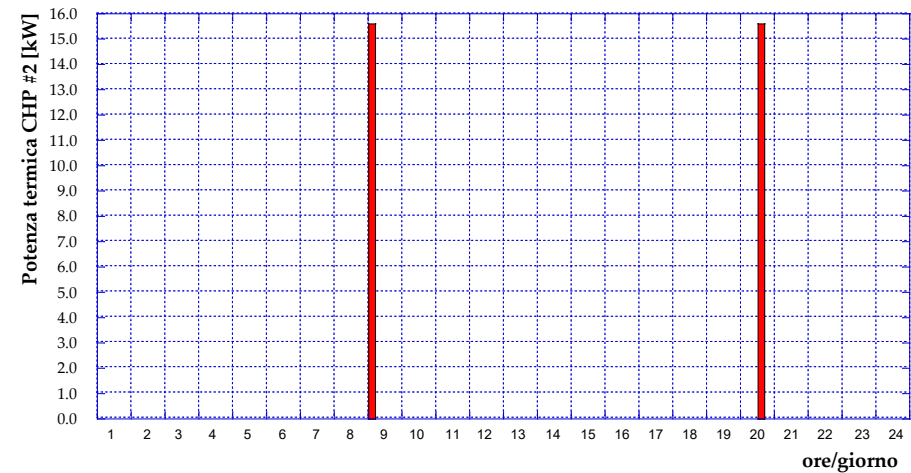


Figura 45 – Profilo di potenza termica recuperata dal cogeneratore CHP #2 (12/03/2018).

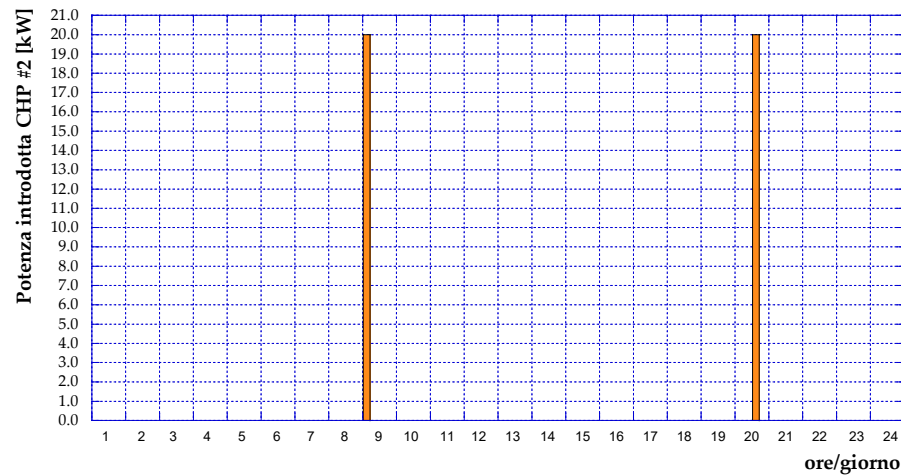


Figura 46 – Profilo di potenza introdotta con il combustibile nel cogeneratore CHP #2 (12/03/2018).

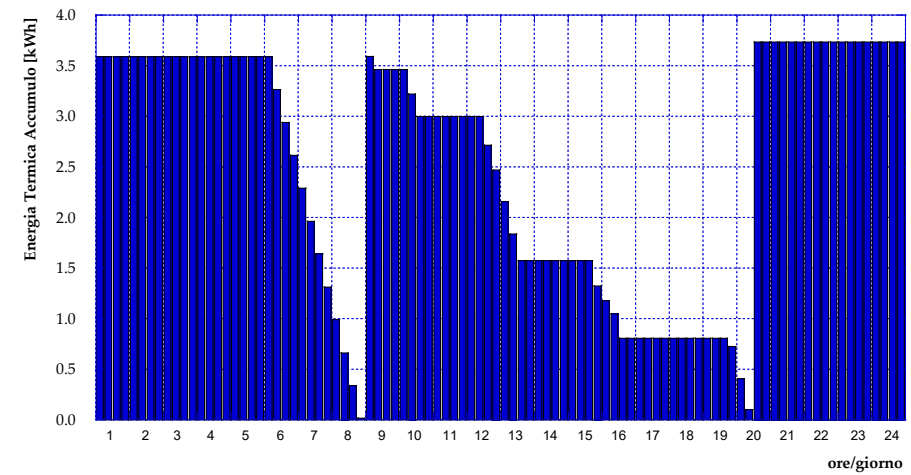


Figura 47 – Profilo di energia termica disponibile dall'accumulo nel caso CHP #2 (12/03/2018).

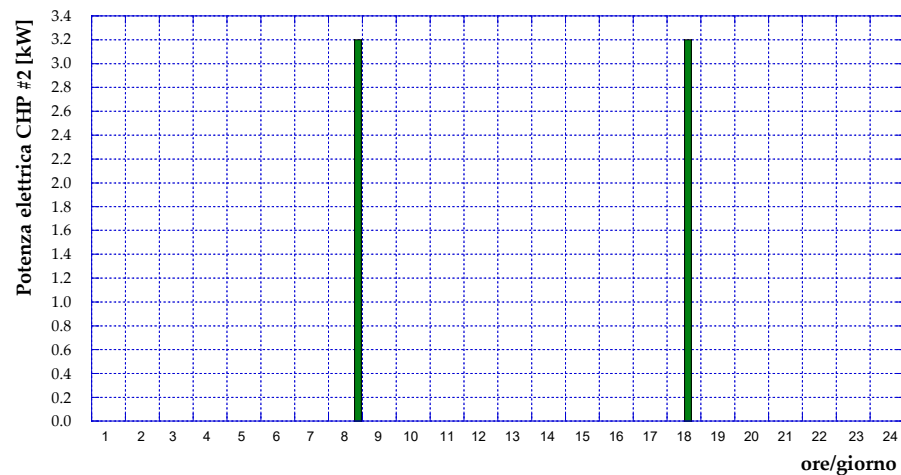


Figura 48 – Profilo di potenza elettrica prodotta dal cogeneratore CHP #2 (22/03/2018).

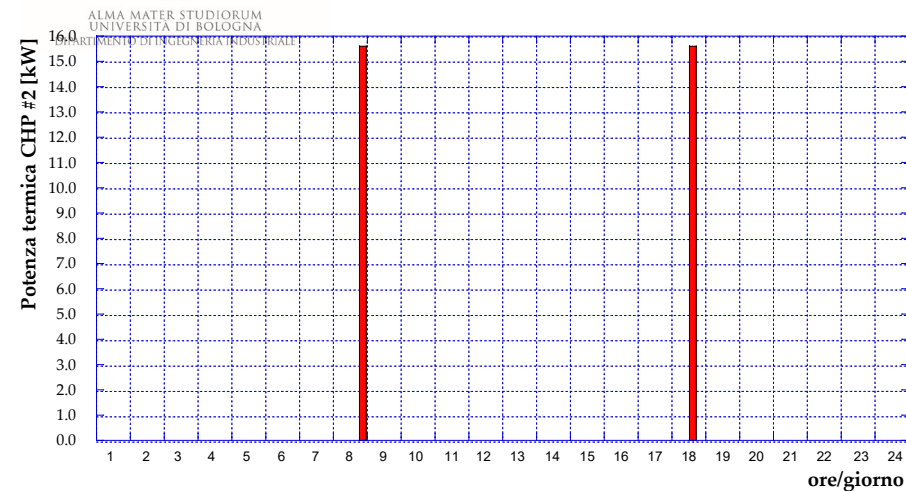


Figura 49 – Profilo di potenza termica recuperata dal cogeneratore CHP #2 (22/03/2018).

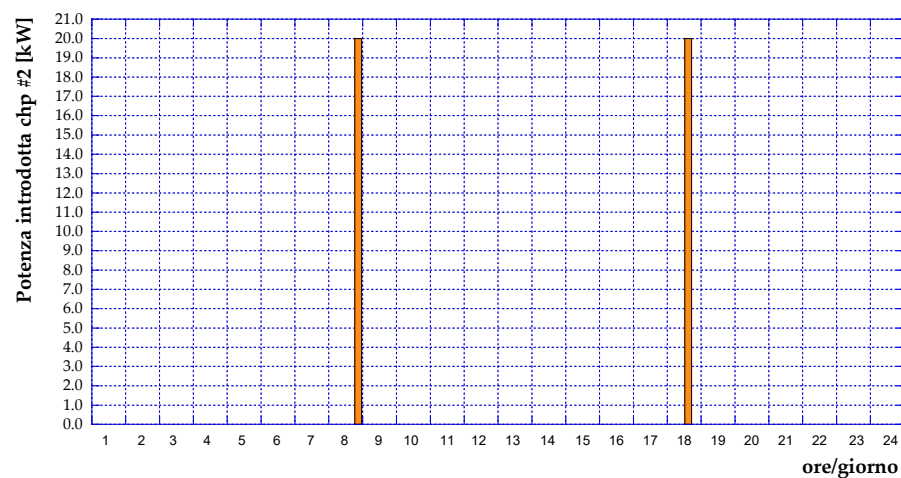


Figura 50 – Profilo di potenza introdotta con il combustibile nel cogeneratore CHP #2 (22/03/2018).

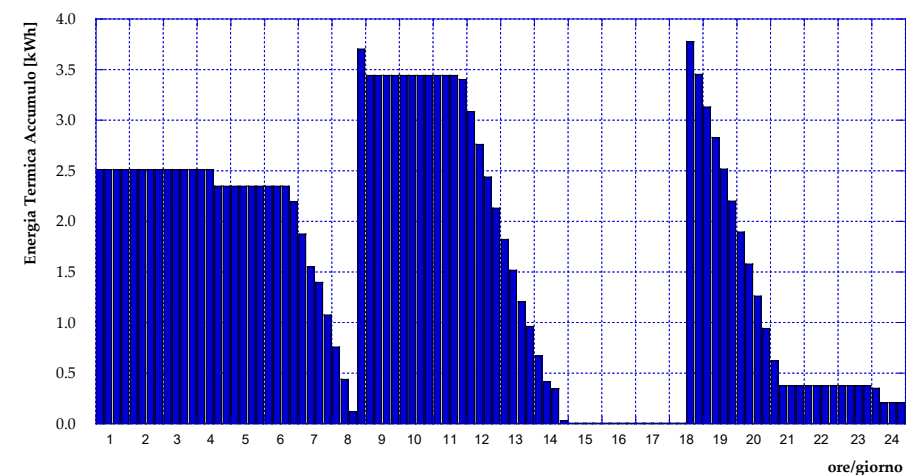


Figura 51 – Profilo di energia termica disponibile dall'accumulo nel caso CHP #2 (22/03/2018).

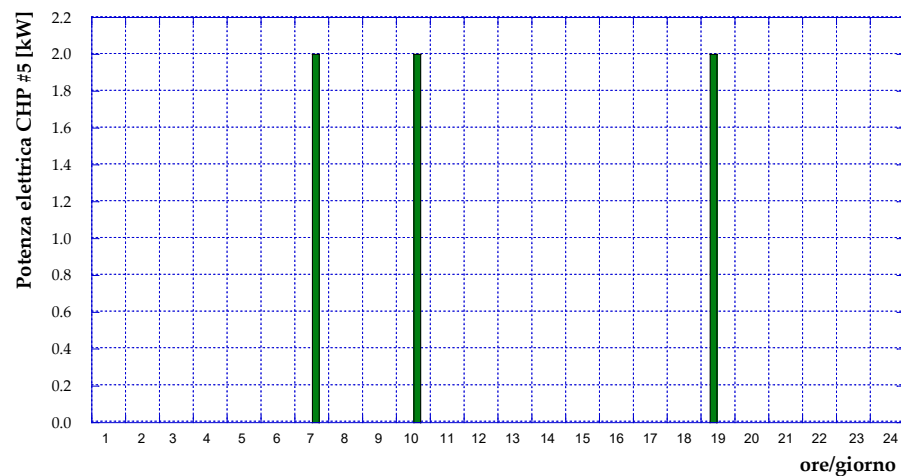


Figura 52 – Profilo di potenza elettrica prodotta dal cogeneratore CHP #5 (15/02/2018).

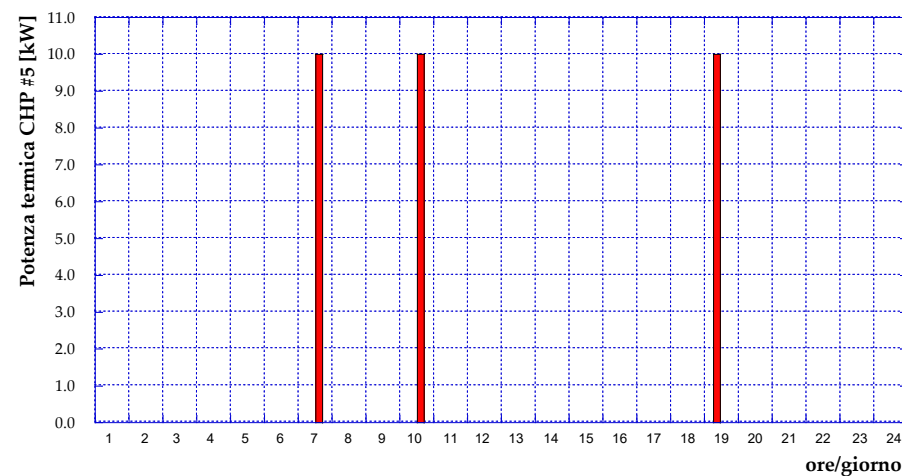


Figura 53 – Profilo di potenza termica recuperata dal cogeneratore CHP #5 (15/02/2018).

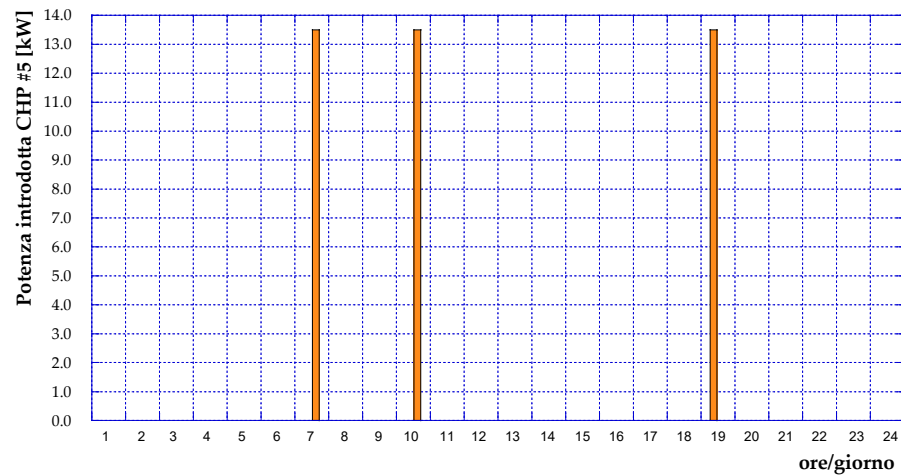


Figura 54 – Profilo di potenza introdotta con il combustibile nel cogeneratore CHP #5 (15/02/2018).

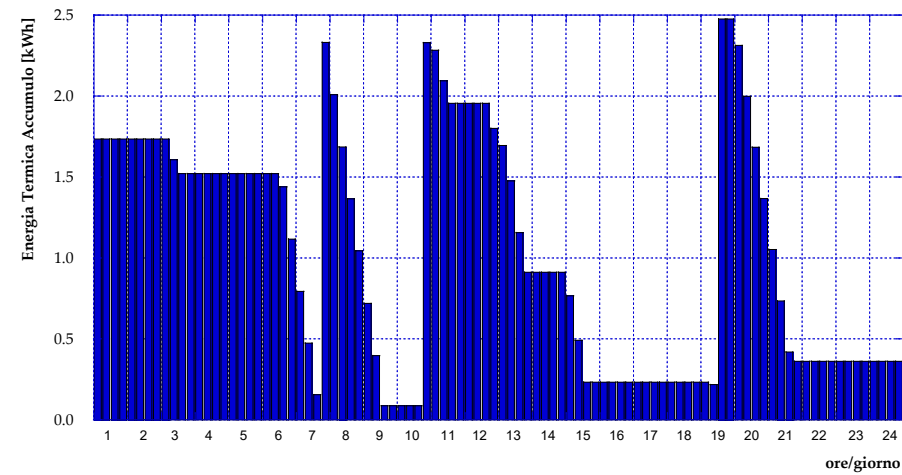


Figura 55 – Profilo di energia termica disponibile dall'accumulo nel caso CHP #5 (15/02/2018).

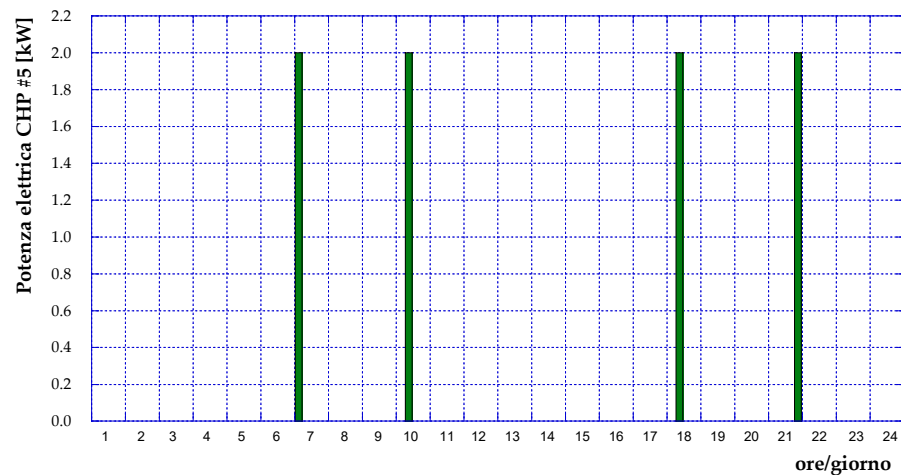


Figura 56 – Profilo di potenza elettrica prodotta dal cogeneratore CHP #5 (27/02/2018).

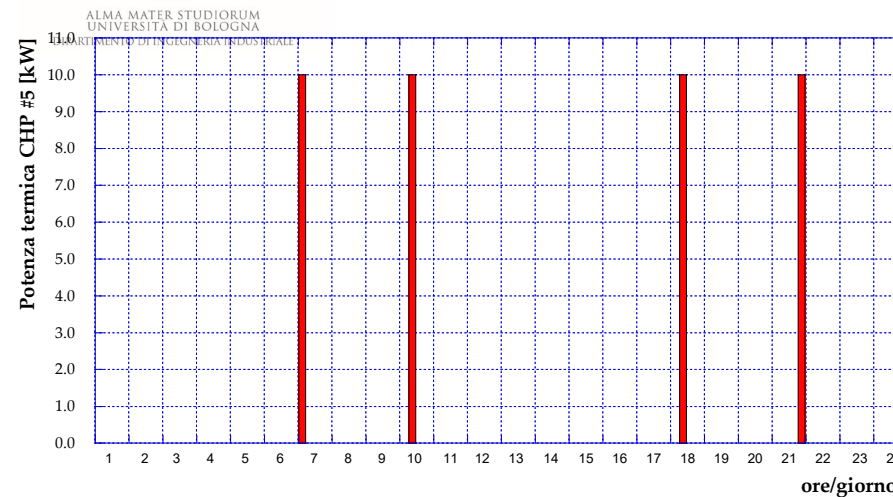


Figura 57 – Profilo di potenza termica recuperata dal cogeneratore CHP #5 (27/02/2018).

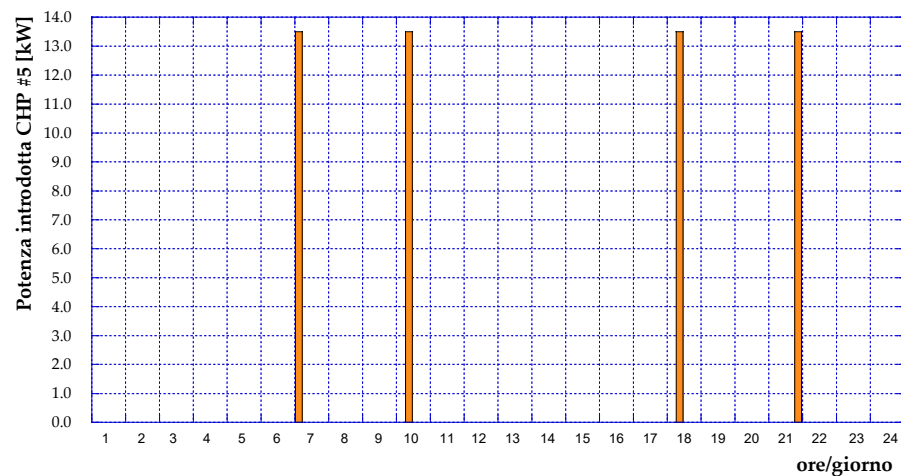


Figura 58 – Profilo di potenza introdotta con il combustibile nel cogeneratore CHP #5 (27/02/2018).

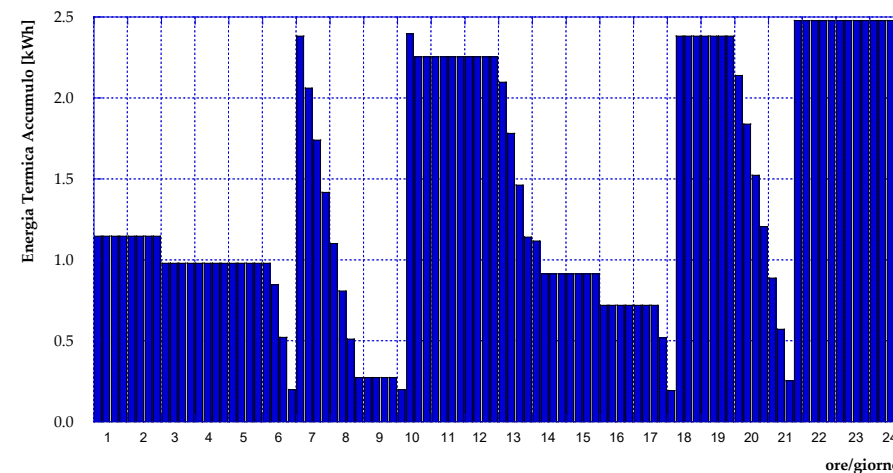


Figura 59 – Profilo di energia termica disponibile dall'accumulo nel caso CHP #5 (27/02/2018).

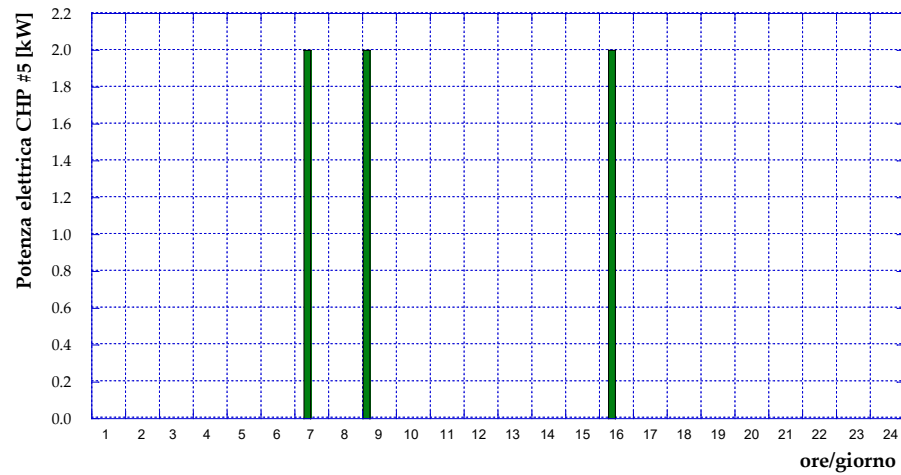


Figura 60 – Profilo di potenza elettrica prodotta dal cogeneratore CHP #5 (12/03/2018).

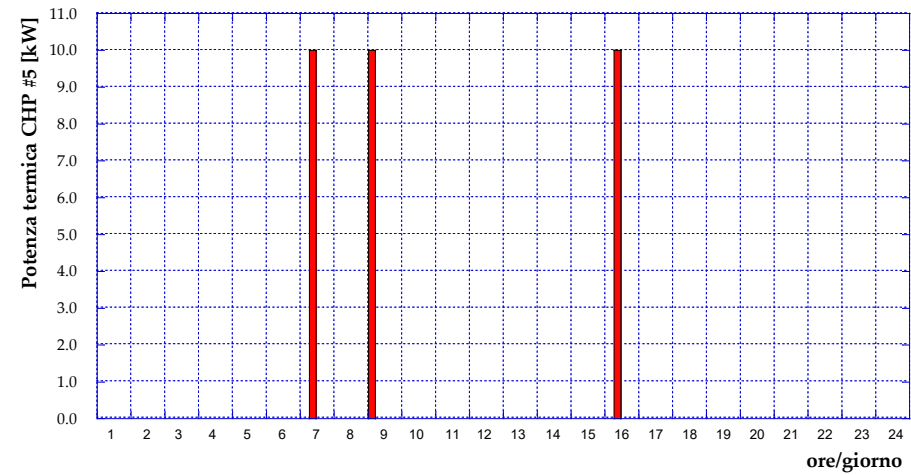


Figura 61 – Profilo di potenza termica recuperata dal cogeneratore CHP #5 (12/03/2018).

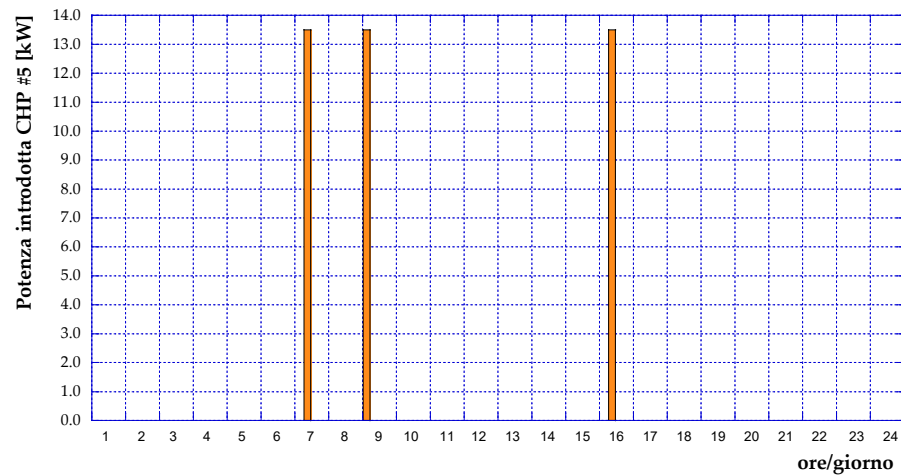


Figura 62 – Profilo di potenza introdotta con il combustibile nel cogeneratore CHP #5 (12/03/2018).

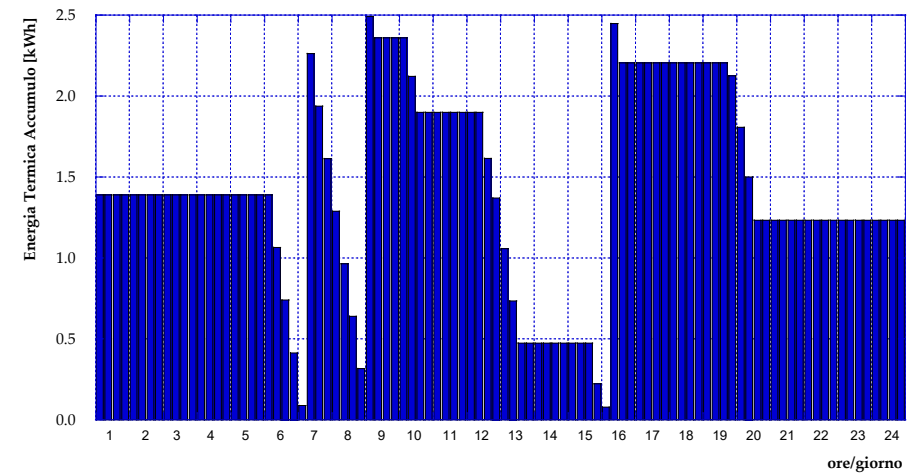


Figura 63 – Profilo di energia termica disponibile dall'accumulo nel caso CHP #5 (12/03/2018).

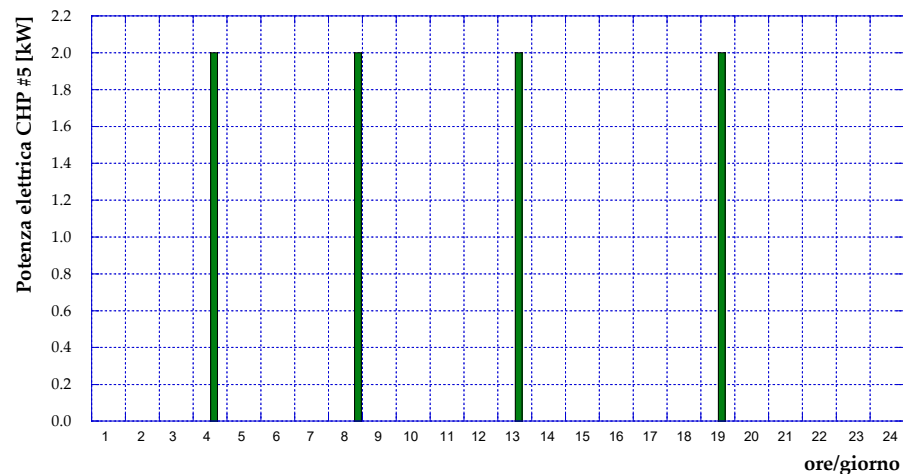


Figura 64 – Profilo di potenza elettrica prodotta dal cogeneratore CHP #5 (22/03/2018).

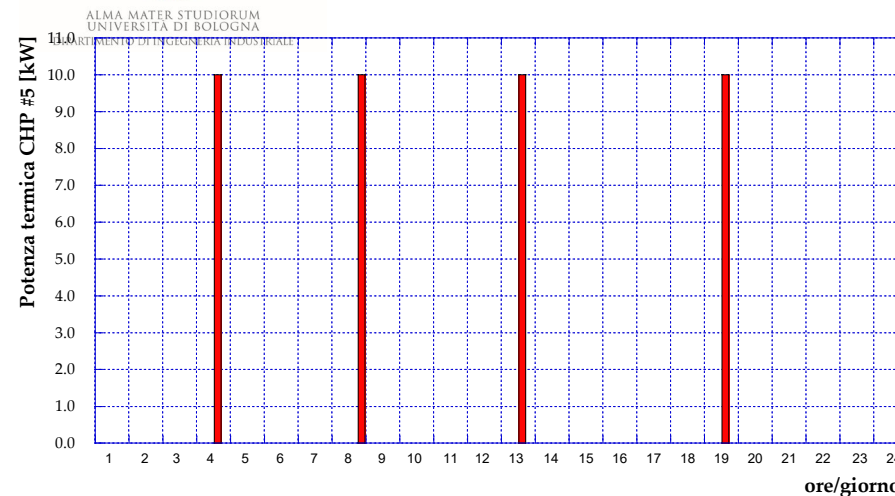


Figura 65 – Profilo di potenza termica recuperata dal cogeneratore CHP #5 (22/03/2018).

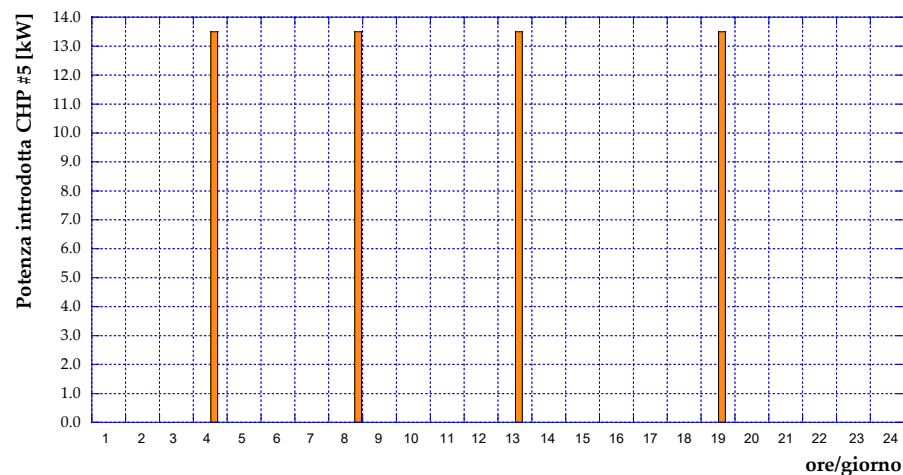


Figura 66 – Profilo di potenza introdotta con il combustibile nel cogeneratore CHP #5 (22/03/2018).

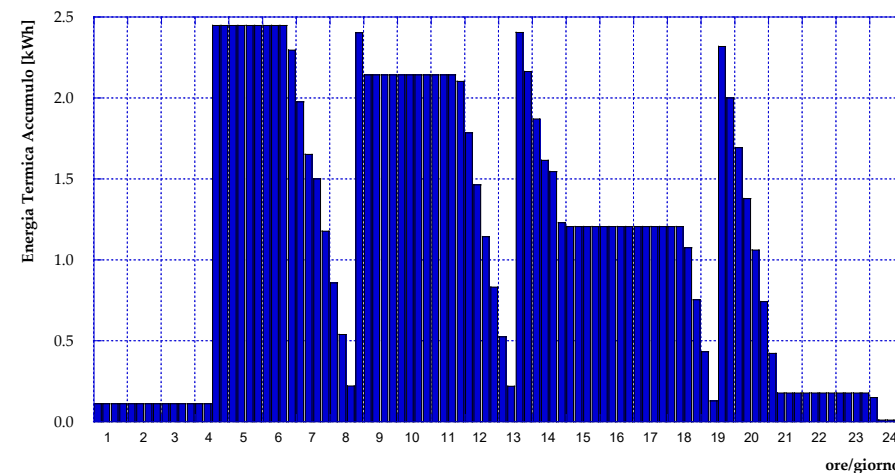


Figura 67 – Profilo di energia termica disponibile dall'accumulo nel caso CHP #5 (22/03/2018).

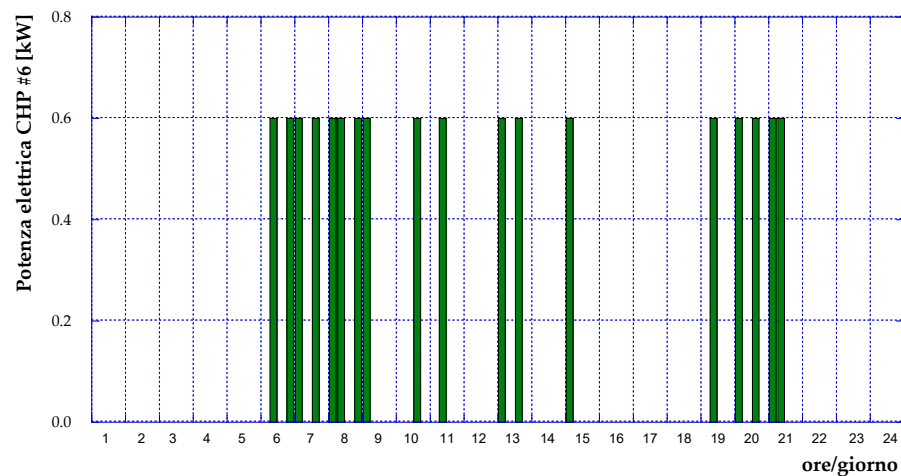


Figura 68 – Profilo di potenza elettrica prodotta dal cogeneratore CHP #6 (15/02/2018).

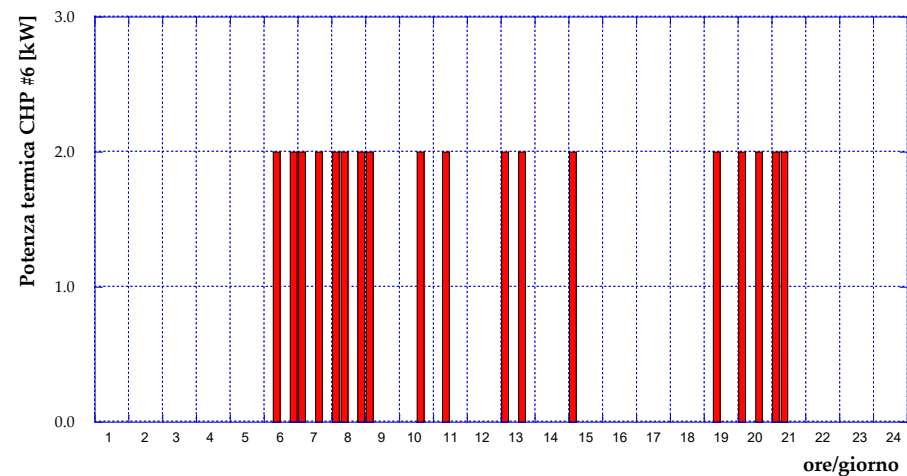


Figura 69 – Profilo di potenza termica recuperata dal cogeneratore CHP #6 (15/02/2018).

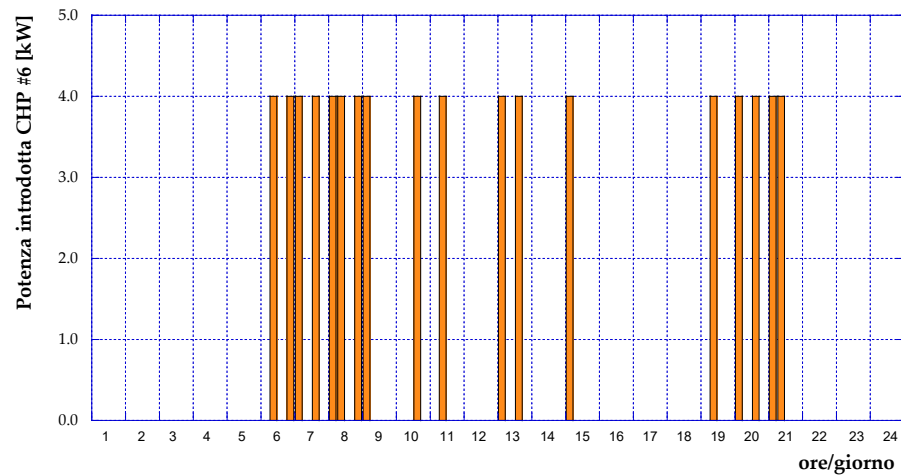


Figura 70 – Profilo di potenza introdotta con il combustibile nel cogeneratore CHP #6 (15/02/2018).

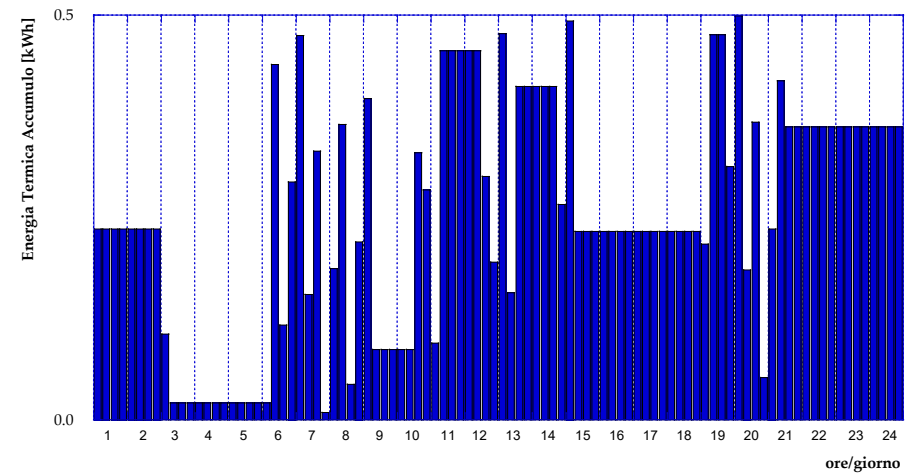


Figura 71 – Profilo di energia termica disponibile dall'accumulo nel caso CHP #6 (15/02/2018).

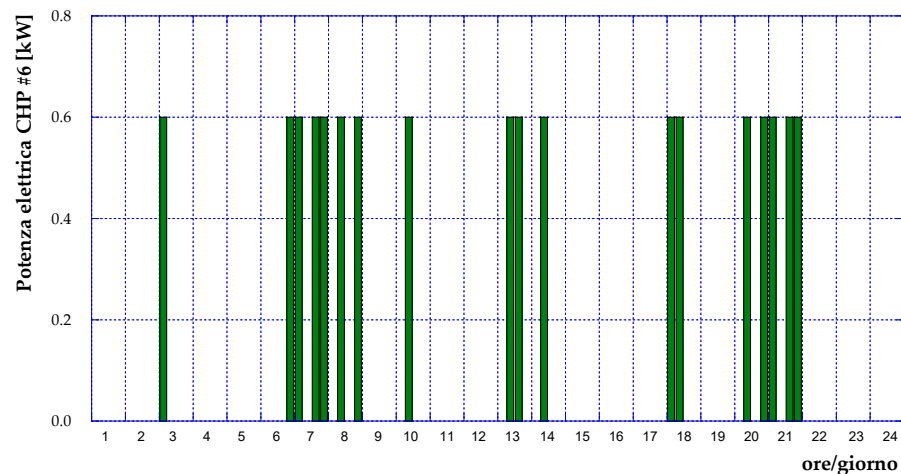


Figura 72 – Profilo di potenza elettrica prodotta dal cogeneratore CHP #6 (27/02/2018).

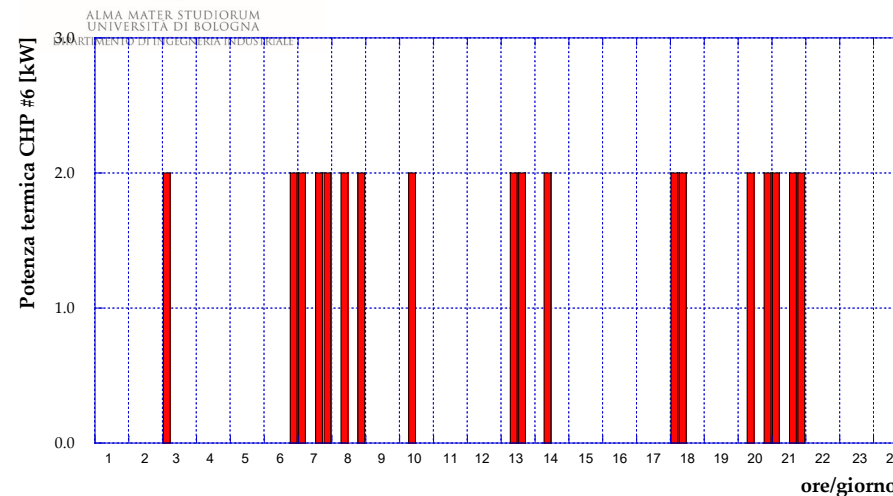


Figura 73 – Profilo di potenza termica recuperata dal cogeneratore CHP #6 (27/02/2018).

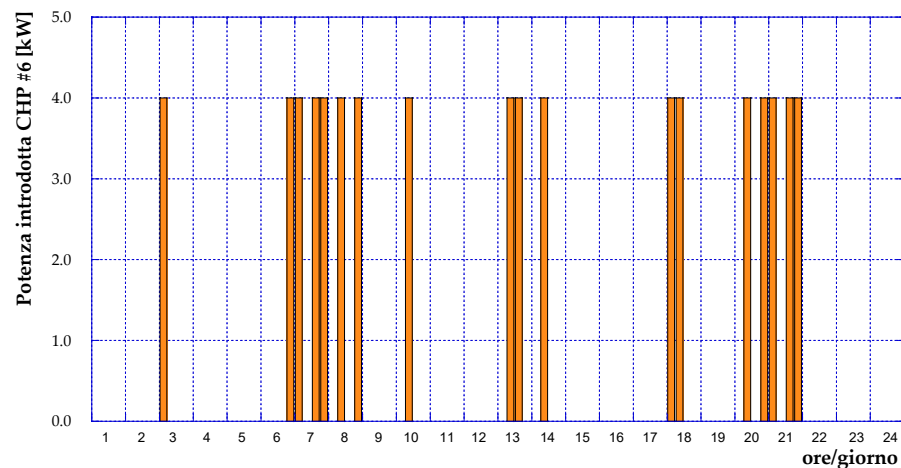


Figura 74 – Profilo di potenza introdotta con il combustibile nel cogeneratore CHP #6 (27/02/2018).

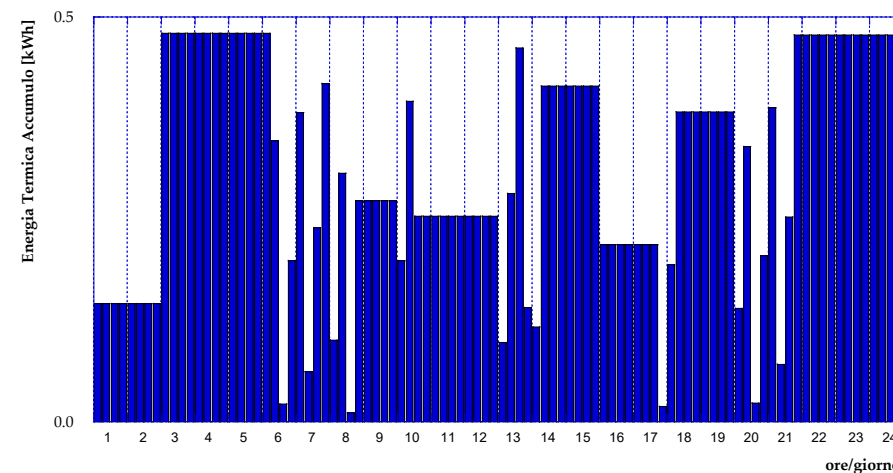


Figura 75 – Profilo di energia termica disponibile dall'accumulo nel caso CHP #6 (27/02/2018).

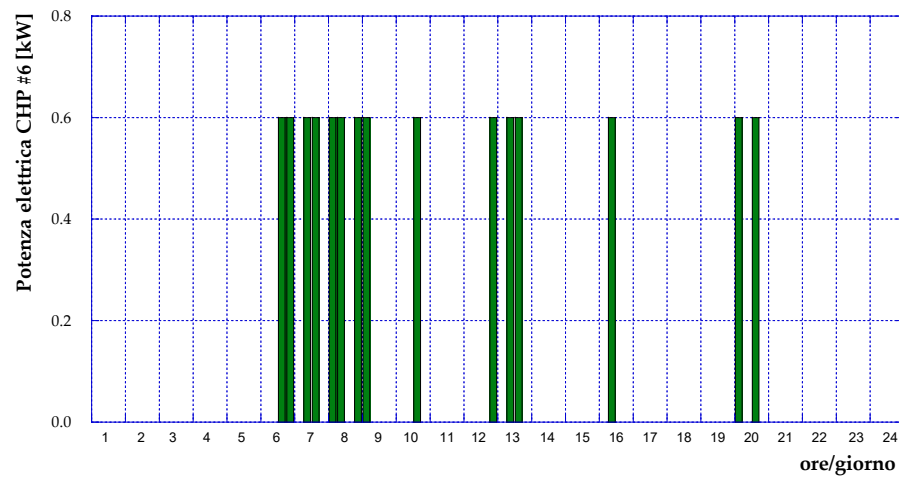


Figura 76 – Profilo di potenza elettrica prodotta dal cogeneratore CHP #6 (12/03/2018).

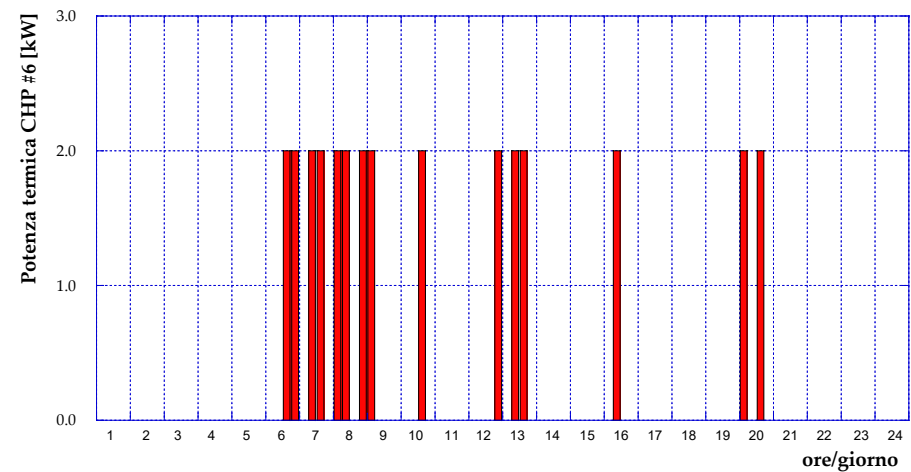


Figura 77 – Profilo di potenza termica recuperata dal cogeneratore CHP #6 (12/03/2018).

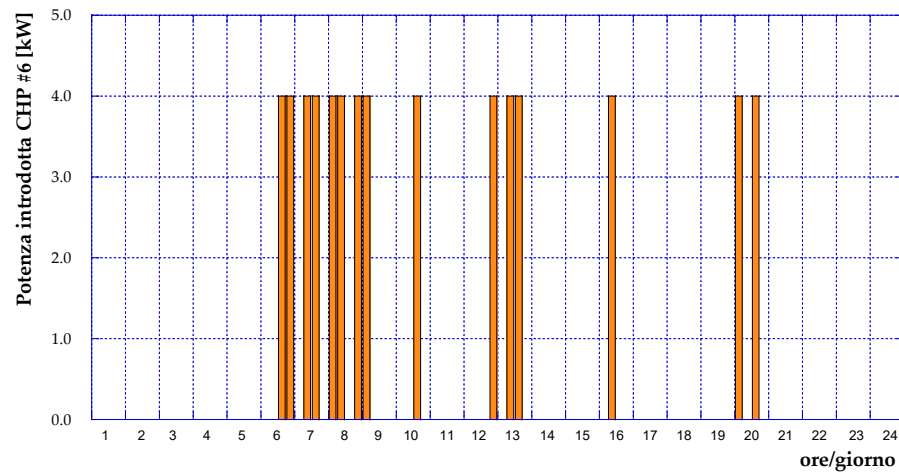


Figura 78 – Profilo di potenza introdotta con il combustibile nel cogeneratore CHP #6 (12/03/2018).

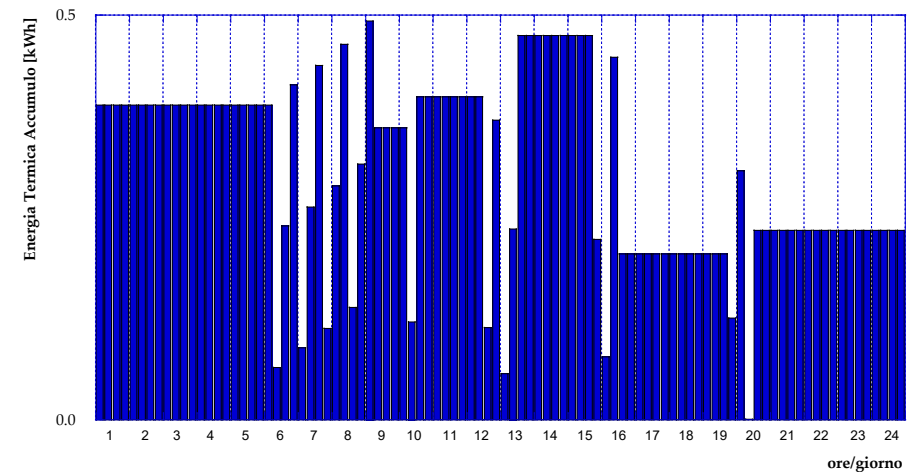


Figura 79 – Profilo di energia termica disponibile dall'accumulo nel caso CHP #6 (12/03/2018).

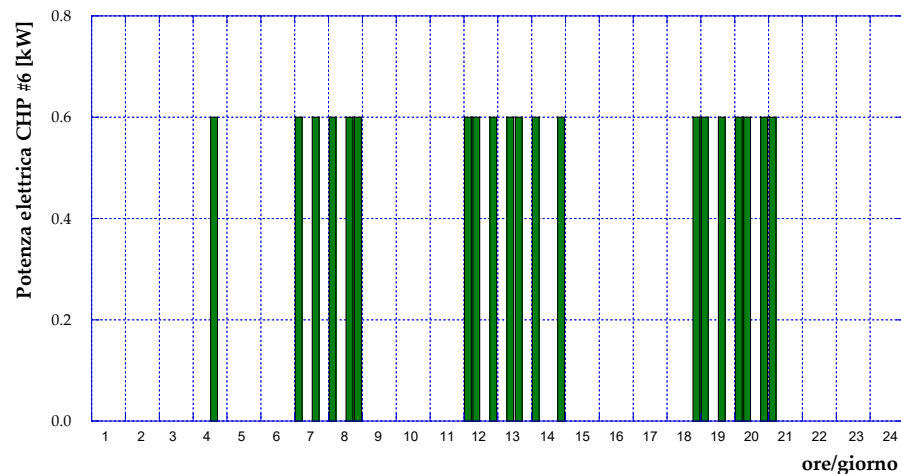


Figura 80 – Profilo di potenza elettrica prodotta dal cogeneratore CHP #6 (22/03/2018).

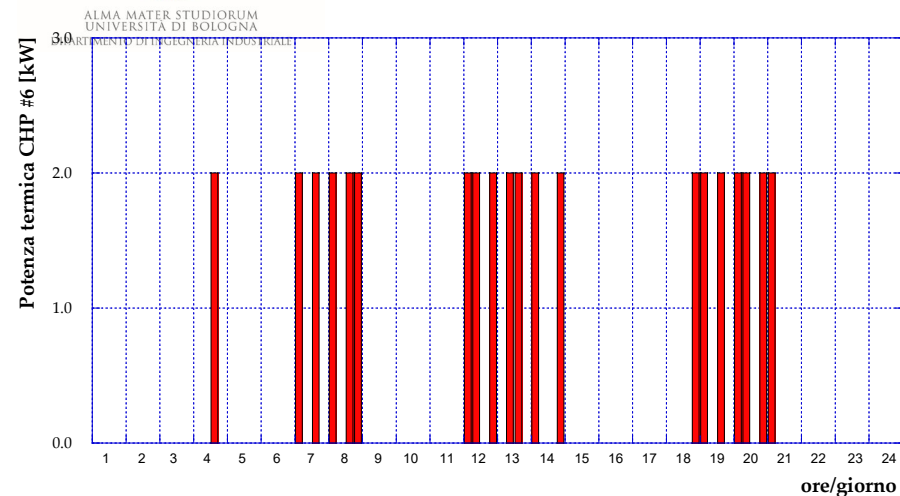


Figura 81 – Profilo di potenza termica recuperata dal cogeneratore CHP #6 (22/03/2018).

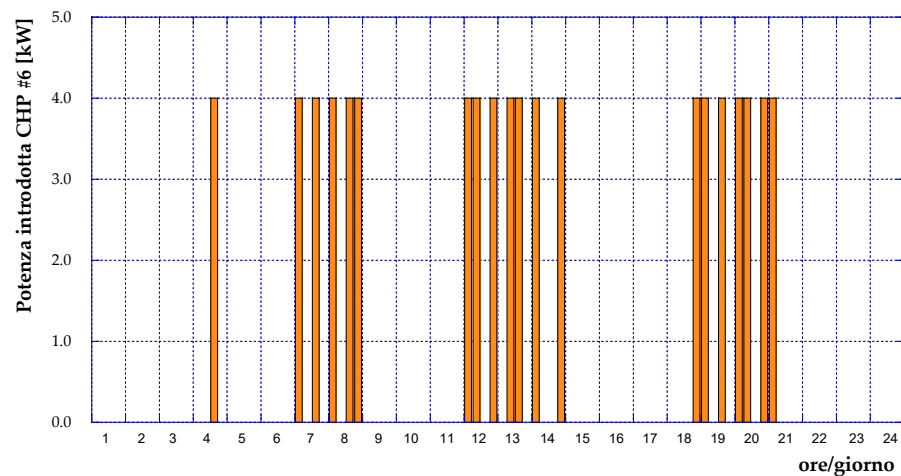


Figura 82 – Profilo di potenza introdotta con il combustibile nel cogeneratore CHP #6 (22/03/2018).

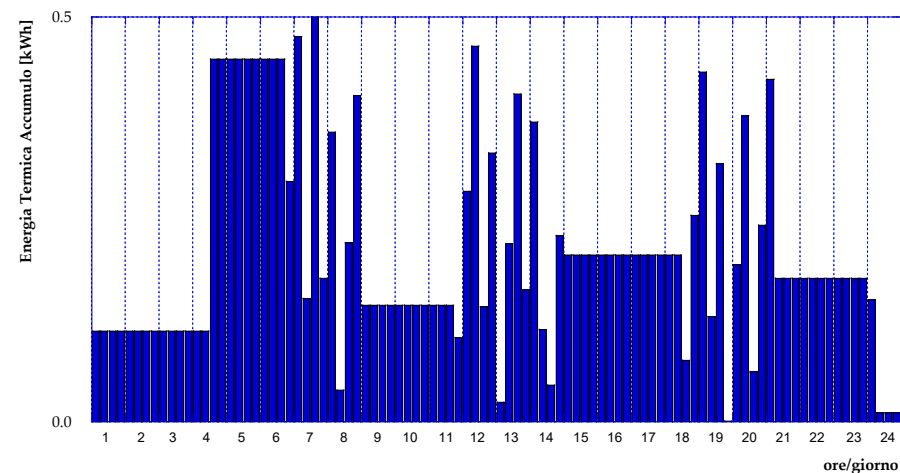


Figura 83 – Profilo di energia termica disponibile dall'accumulo nel caso CHP #6 (22/03/2018).

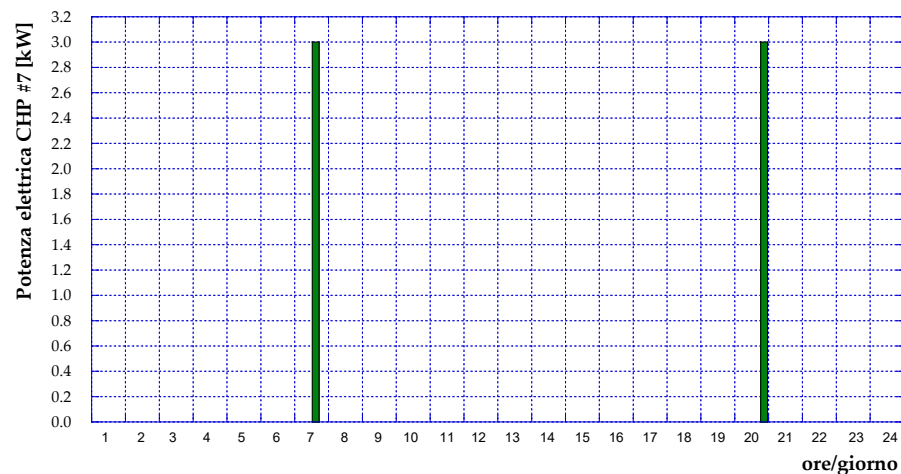


Figura 84 – Profilo di potenza elettrica prodotta dal cogeneratore CHP #7 (15/02/2018).

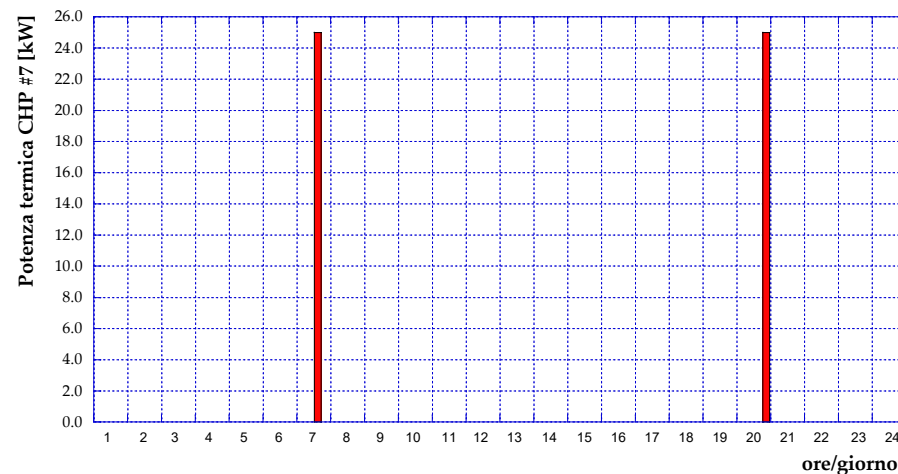


Figura 85 – Profilo di potenza termica recuperata dal cogeneratore CHP #7 (15/02/2018).

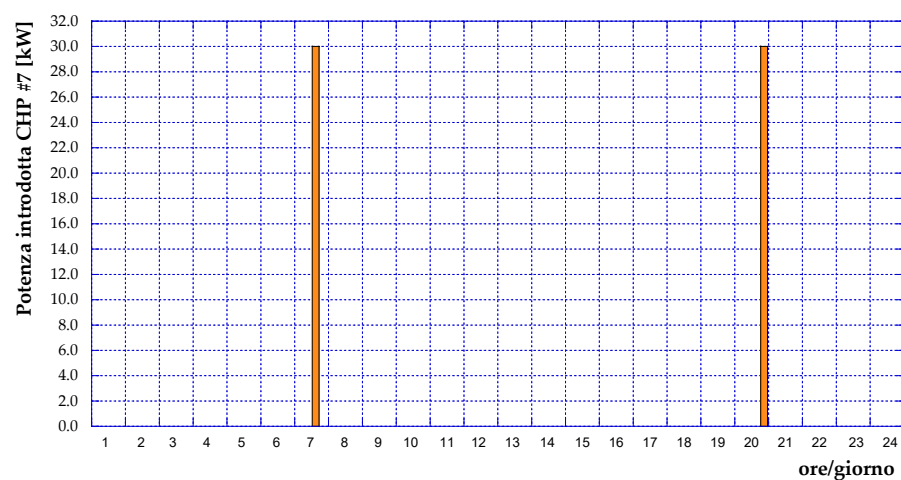


Figura 86 – Profilo di potenza introdotta con il combustibile nel cogeneratore CHP #7 (15/02/2018).

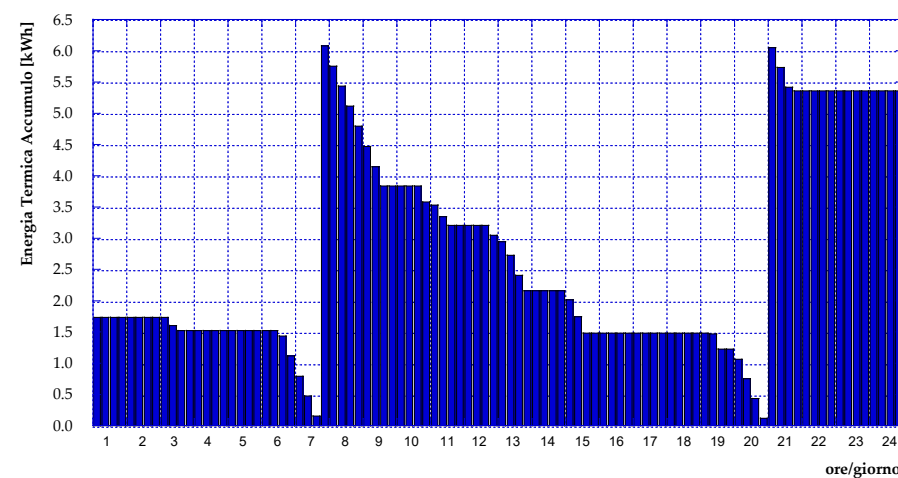


Figura 87 – Profilo di energia termica disponibile dall'accumulo nel caso CHP #7 (15/02/2018).

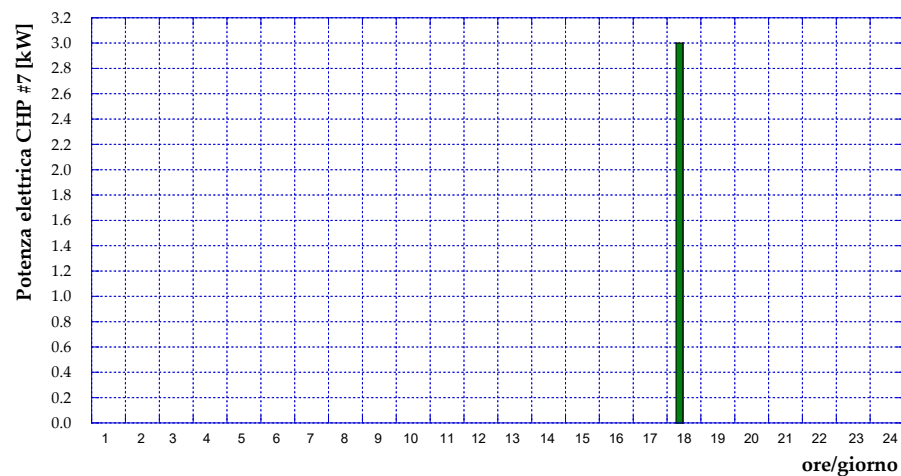


Figura 88 – Profilo di potenza elettrica prodotta dal cogeneratore CHP #7 (27/02/2018).

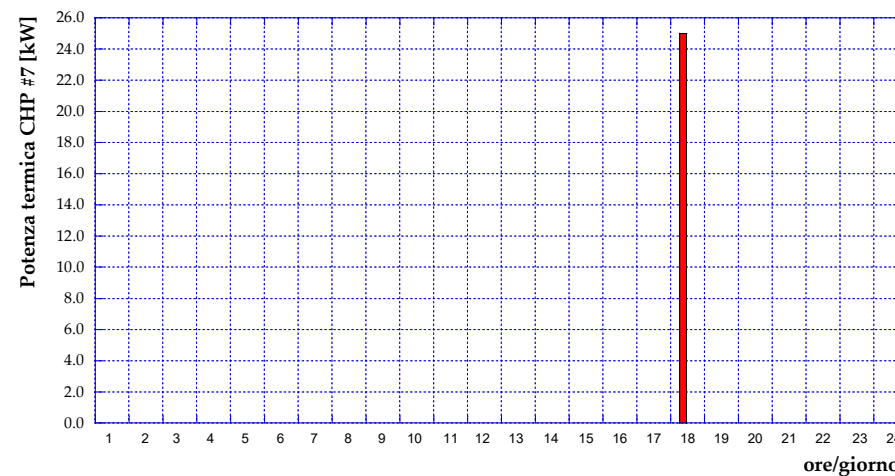


Figura 89 – Profilo di potenza termica recuperata dal cogeneratore CHP #7 (27/02/2018).

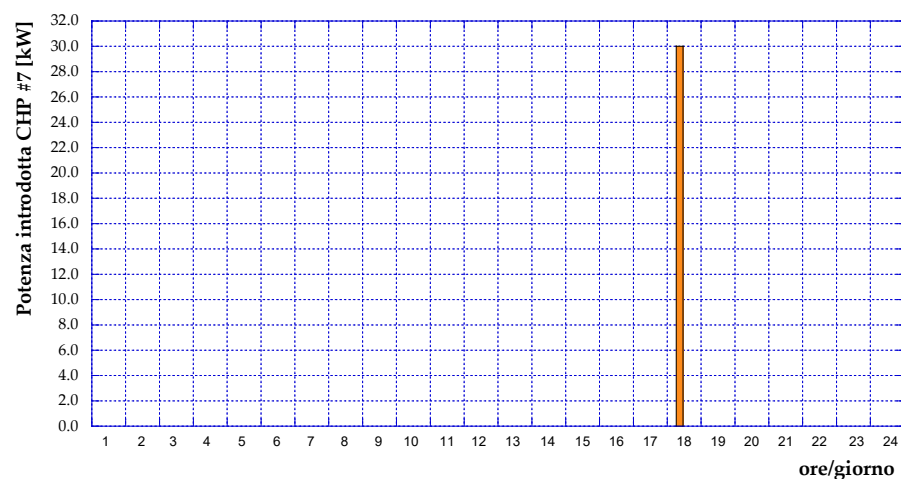


Figura 90 – Profilo di potenza introdotta con il combustibile nel cogeneratore CHP #7 (27/02/2018).

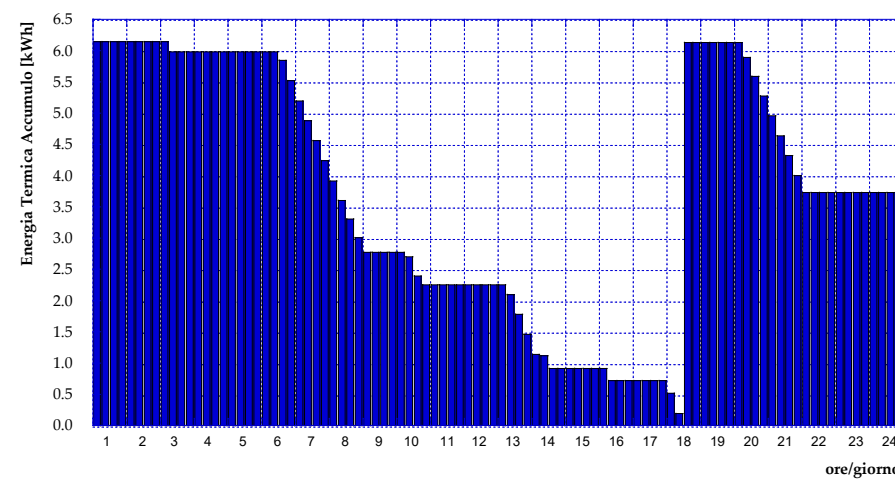


Figura 91 – Profilo di energia termica disponibile dall'accumulo nel caso CHP #7 (27/02/2018).

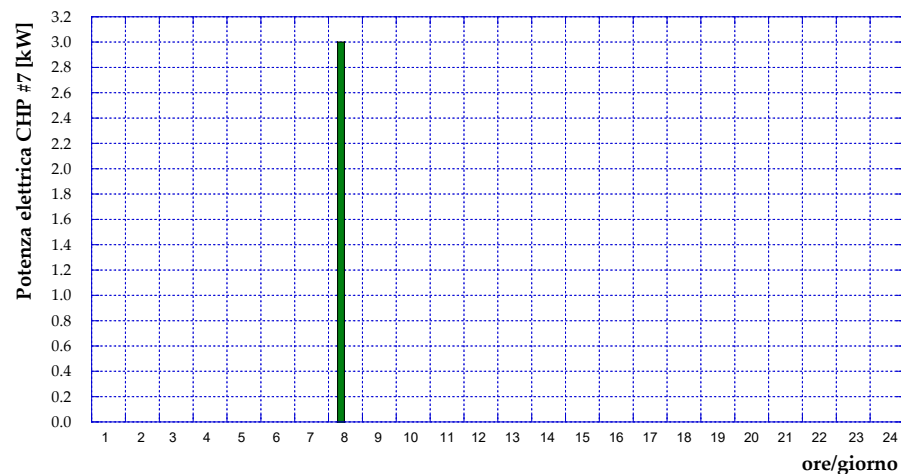


Figura 92 – Profilo di potenza elettrica prodotta dal cogeneratore CHP #7 (12/03/2018).

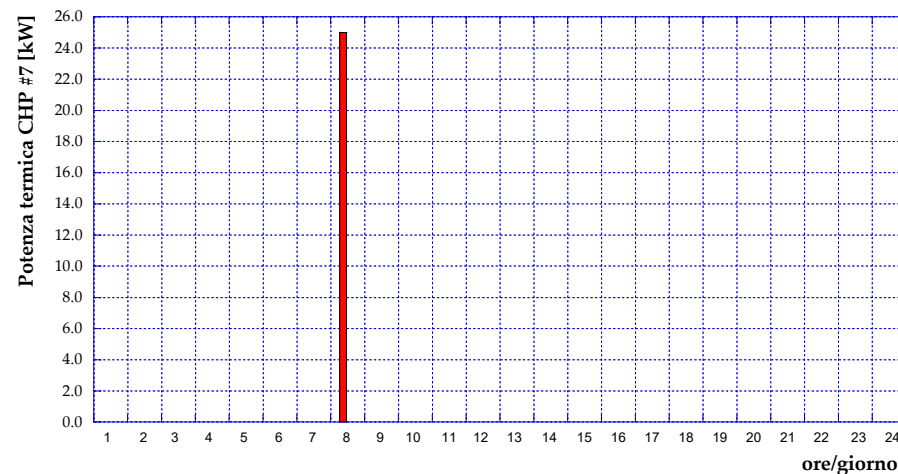


Figura 93 – Profilo di potenza termica recuperata dal cogeneratore CHP #7 (12/03/2018).

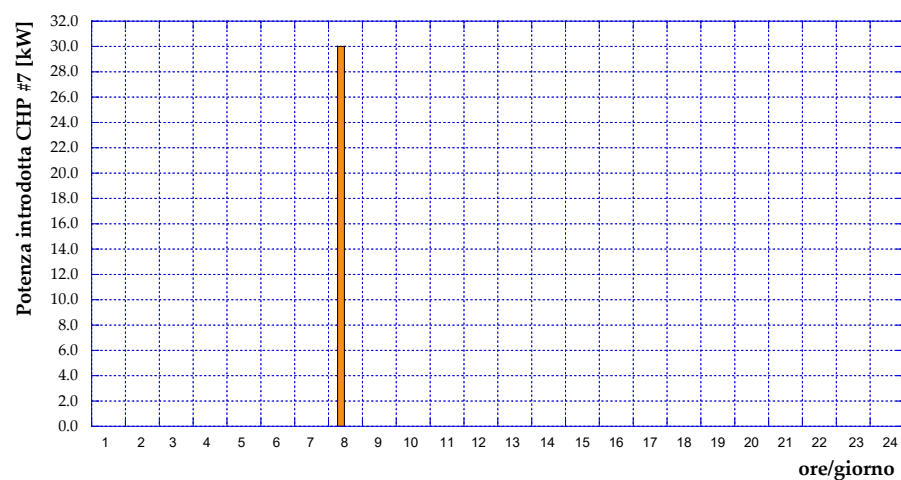


Figura 94 – Profilo di potenza introdotta con il combustibile nel cogeneratore CHP #7 (12/03/2018).

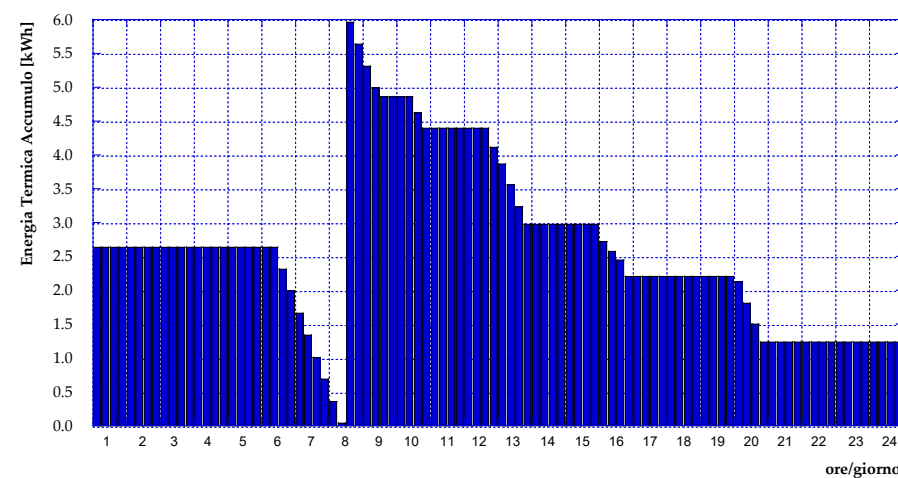


Figura 95 – Profilo di energia termica disponibile dall'accumulo nel caso CHP #7 (12/03/2018).

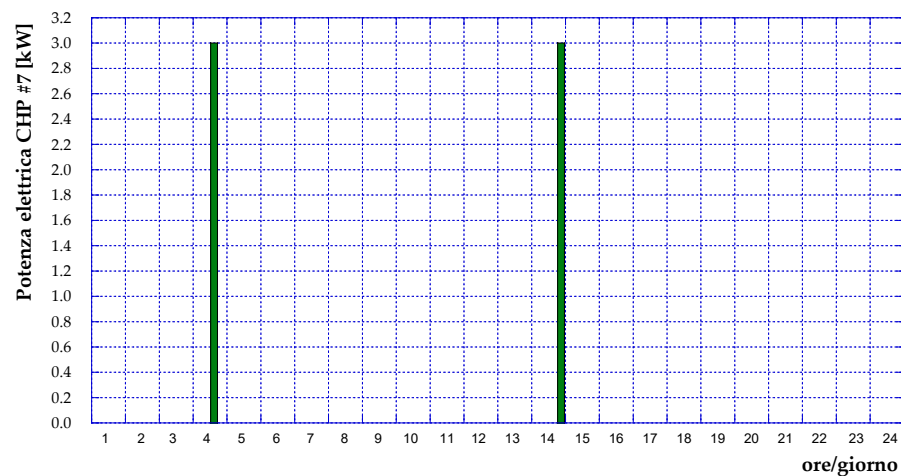


Figura 96 – Profilo di potenza elettrica prodotta dal cogeneratore CHP #7 (22/03/2018).

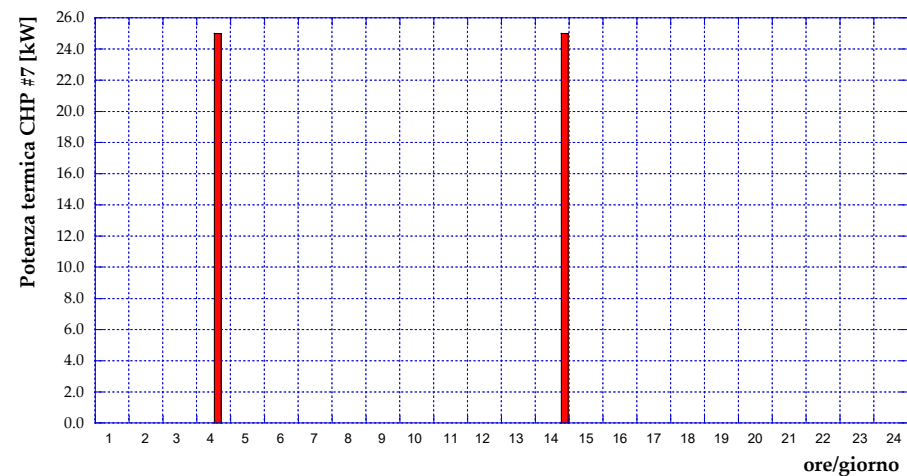


Figura 97 – Profilo di potenza termica recuperata dal cogeneratore CHP #7 (22/03/2018).

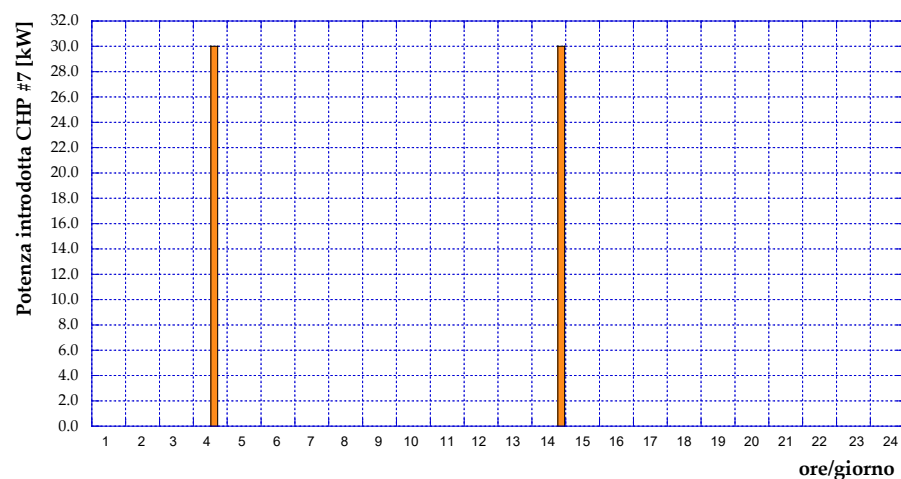


Figura 98 – Profilo di potenza introdotta con il combustibile nel cogeneratore CHP #7 (22/03/2018).

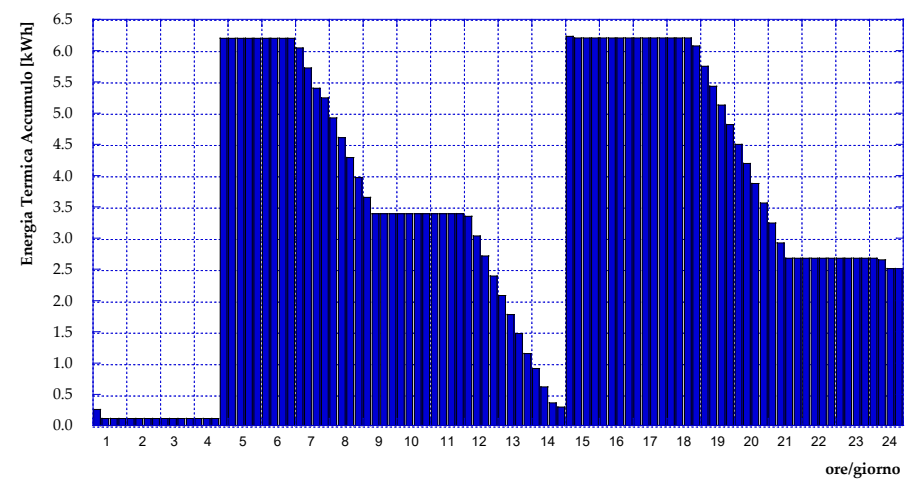


Figura 99 – Profilo di energia termica disponibile dall'accumulo nel caso CHP #7 (22/03/2018).

Da **Figura 100** a **Figura 119** vengono invece mostrati, in funzione del time step e considerando l'intero periodo di analisi (a tale proposito si ricorda che è stato analizzato il periodo compreso tra il 3 agosto 2017 e il 12 ottobre 2017 e tra l'8 febbraio 2018 e il 10 aprile con un time step di 15 min), i risultati delle simulazioni in termini di (i) curva cumulata del consumo di biogas del cogeneratore, (ii) curva cumulata della produzione di biogas necessaria al fine di soddisfare i fabbisogni dell'utenza ad ogni time step, arrivando al termine del periodo considerato in una condizione in cui tutto il biogas prodotto sia stato riconvertito dal cogeneratore, e (iii) curva di biogas disponibile ad ogni time step (avendo ipotizzato un rateo di produzione costante). I risultati vengono presentati separatamente, a seconda del valore di LHV considerato per il biogas (non noto in questa fase dell'indagine). Dalle figure relative alla massa di biogas in funzione del time step è possibile ricavare la taglia del digestore anaerobico, in termini di kg di biogas contenuti all'interno del serbatoio di accumulo. Si nota che tale valore è compreso nel range 17÷44 kg, a seconda del cogeneratore e dell'LHV del biogas stesso: considerando una densità del biogas pari a 1.2 kg/Nm³, si determina che la taglia del digestore anaerobico debba essere tale per cui il serbatoio di accumulo del biogas possa contenere un volume di biogas compreso tra 14 Nm³ e 37 Nm³ a seconda del caso.

In collaborazione con ENEA è stata quindi condotta una ricerca di mercato volta ad individuare alcuni digestori anaerobici tra i quali poter individuare quello più idoneo al contesto in esame. Si riassumono di seguito le caratteristiche dei tre modelli principali individuati:

1. HomeBiogas 2.0 [23]: il digestore dell'azienda HomeBiogas è costituito da un sistema *plug&play* e risulta pertanto una soluzione particolarmente idonea per l'installazione presso utenze domestiche non connesse con la rete del gas, come quelle site nell'ambito di piccole isole, che rappresentano il contesto all'interno del quale viene svolto il presente studio. Il sistema presenta un serbatoio per il biogas da 600 L e una capacità massima giornaliera di rifiuti in ingresso pari a 6 L.
2. Foodie [24]: tecnologia proposta dall'azienda BioBowser, si tratta anche in questo caso di un sistema *plug&play*, particolarmente idoneo alle applicazioni nel settore domestico/residenziale. L'azienda propone diverse taglie, a seconda dell'applicazione.
3. B-Sustain™ [25]: L'azienda indiana B-Sustain propone un digestore anaerobico con taglie comprese tra 5 e 40 L, in termini di rifiuto domestico giornaliero in input.

Per il dettaglio relativo a tale ricerca di mercato si rimanda al Report ENEA.

Infine, in **Tabella 5** vengono mostrati – in funzione del cogeneratore – i risultati energetici sull'intero periodo di monitoraggio e le ore di funzionamento del motore primo.

Sulla base dei fabbisogni stimati di energia elettrica (si veda **Figura 19**), si calcola un fabbisogno complessivo sull'intero periodo considerato pari a circa 2.7 MWh, che risulta pertanto di molto superiore rispetto all'energia elettrica producibile nello stesso periodo dai micro-cogeneratori analizzati, se operati (come considerato nel presente studio) in modalità "elettrico segue". Tale evidenza è facilmente spiegabile considerando l'indice elettrico dei modelli commerciali analizzati, che è compreso tra i valori 0.15 e 0.30.

Come già più volte anticipato, la scelta finale sulla tecnologia/sulle tecnologie da analizzare sperimentalmente nel corso annualità successive verrà concordata con ENEA sulla base dei risultati ottenuti da entrambi i partner.

Tabella 5 – Risultati energetici e ore di funzionamento del CHP durante l'intero periodo di funzionamento.

	CHP #1	CHP #2	CHP #5	CHP #6	CHP #7
Energia termica tot richiesta [kWh]	577	577	577	577	577
Energia elettrica tot prodotta CHP [kWh]	101	118	116	173	70
Energia termica tot recuperata CHP [kWh]	577	577	577	577	577
Energia tot biogas in input CHP [kWh]	723	740	780	1154	698
Ore di funzionamento equivalenti [ore]	92	37	58	289	23

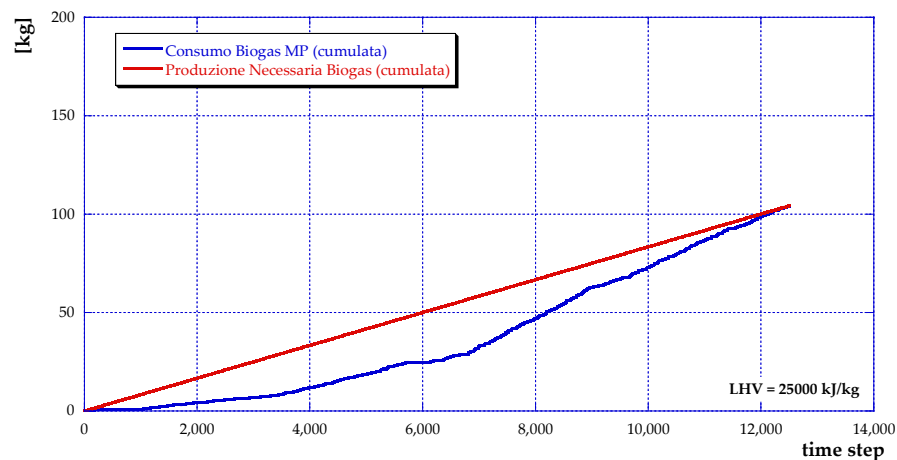


Figura 100 – Consumo di biogas CHP #1 e produzione necessaria nell'orizzonte temporale (3 ago-12 ott 2017 e 8 feb-10 apr 2018, ogni time step corrisponde a 15 min) e per l'utenza considerati (LHV = 25000 kJ/kg).

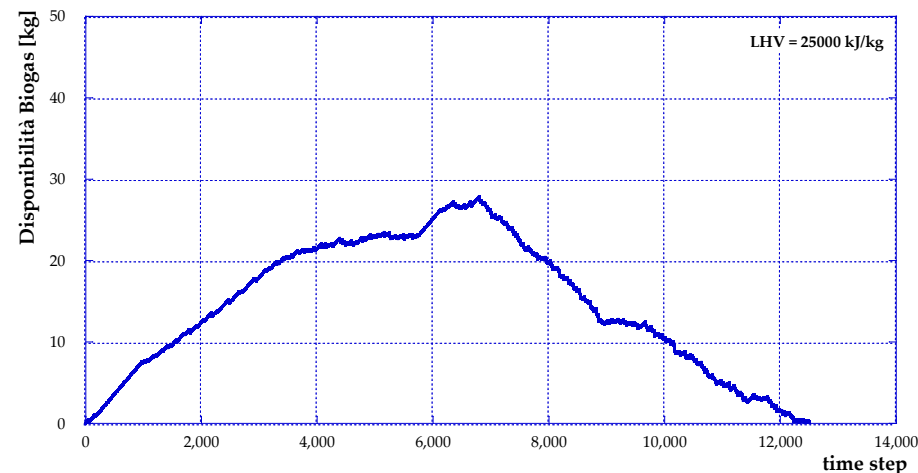


Figura 101 – Quantitativo di biogas disponibile in funzione del time step (3 ago-12 ott 2017 e 8 feb-10 apr 2018, ogni time step corrisponde a 15 min) (CHP #1, LHV = 25000 kJ/kg).

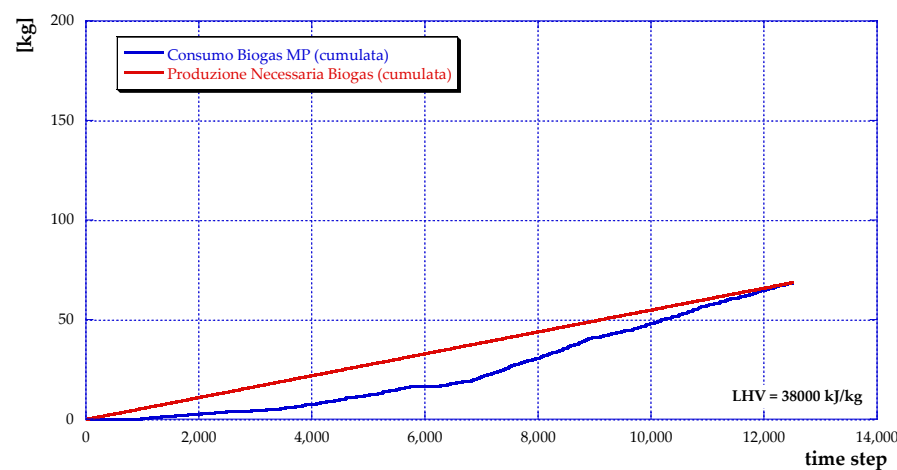


Figura 102 – Consumo di biogas CHP #1 e produzione necessaria nell'orizzonte temporale (3 ago-12 ott 2017 e 8 feb-10 apr 2018, ogni time step corrisponde a 15 min) e per l'utenza considerati (LHV = 38000 kJ/kg).

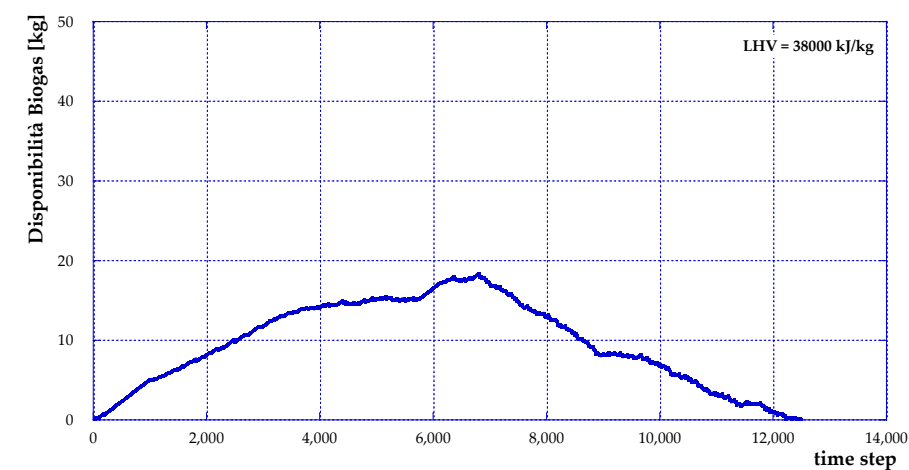


Figura 103 – Quantitativo di biogas disponibile in funzione del time step (3 ago-12 ott 2017 e 8 feb-10 apr 2018, ogni time step corrisponde a 15 min) (CHP #1, LHV = 38000 kJ/kg).

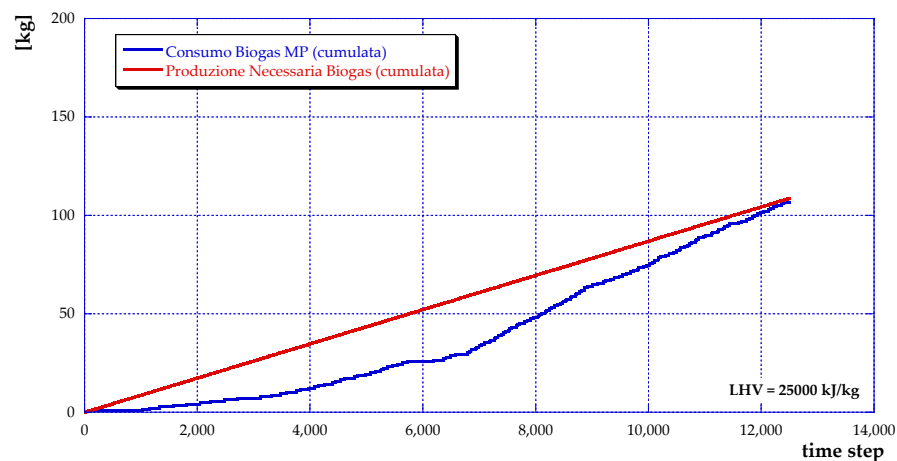


Figura 104 – Consumo di biogas CHP #2 e produzione necessaria nell’orizzonte temporale (3 ago-12 ott 2017 e 8 feb-10 apr 2018, ogni time step corrisponde a 15 min) e per l’utenza considerati (LHV = 25000 kJ/kg).

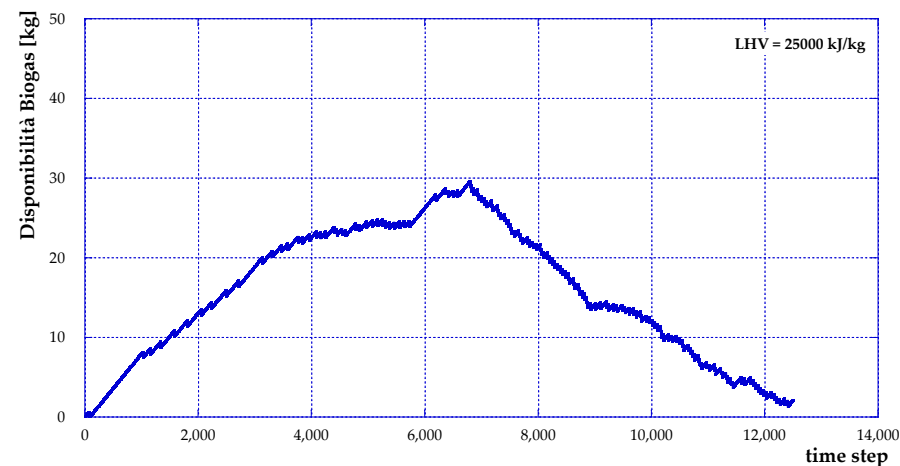


Figura 105 – Quantitativo di biogas disponibile in funzione del time step (3 ago-12 ott 2017 e 8 feb-10 apr 2018, ogni time step corrisponde a 15 min) (CHP #2, LHV = 25000 kJ/kg).

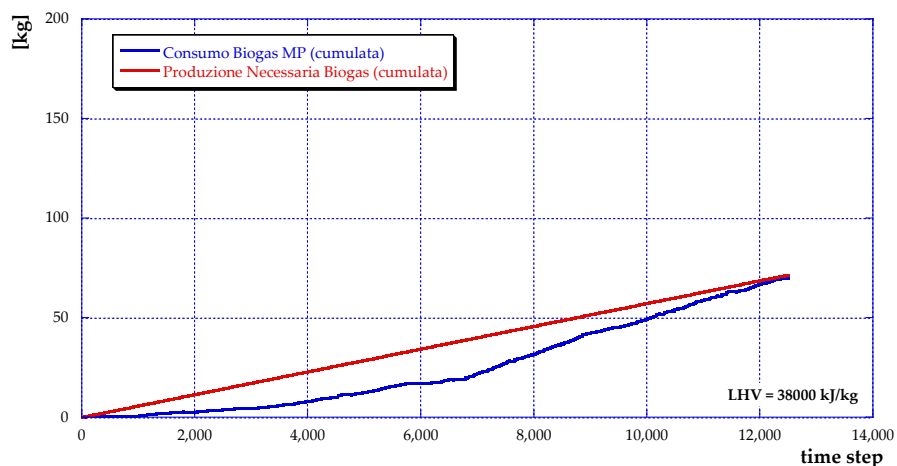


Figura 106 – Consumo di biogas CHP #2 e produzione necessaria nell’orizzonte temporale (3 ago-12 ott 2017 e 8 feb-10 apr 2018, ogni time step corrisponde a 15 min) e per l’utenza considerati (LHV = 38000 kJ/kg).

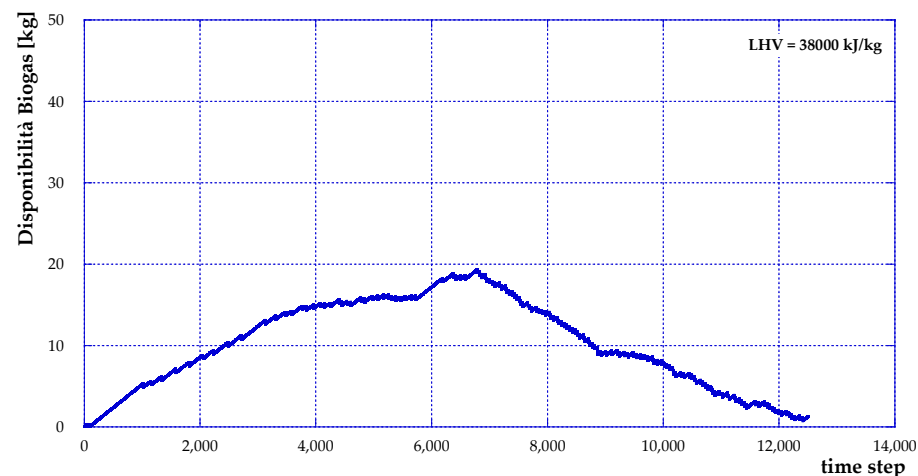


Figura 107 – Quantitativo di biogas disponibile in funzione del time step (3 ago-12 ott 2017 e 8 feb-10 apr 2018, ogni time step corrisponde a 15 min) (CHP #2, LHV = 38000 kJ/kg).

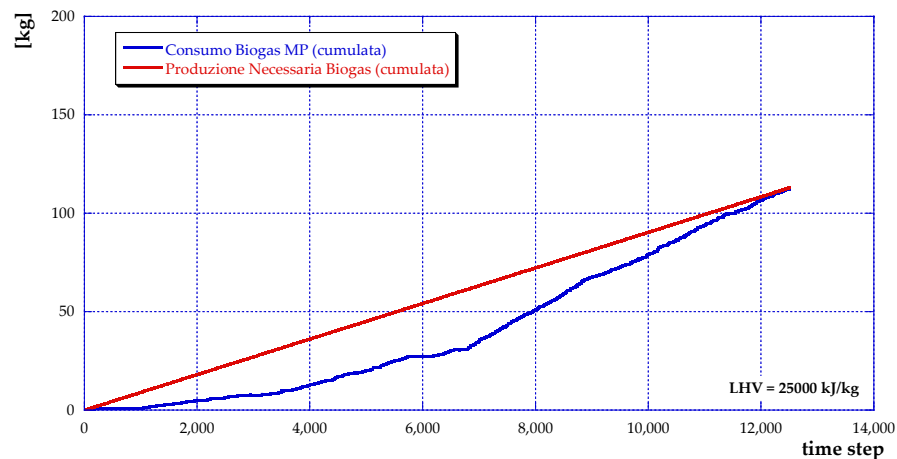


Figura 108 – Consumo di biogas CHP #5 e produzione necessaria nell'orizzonte temporale (3 ago-12 ott 2017 e 8 feb-10 apr 2018, ogni time step corrisponde a 15 min) e per l'utenza considerati (LHV = 25000 kJ/kg).

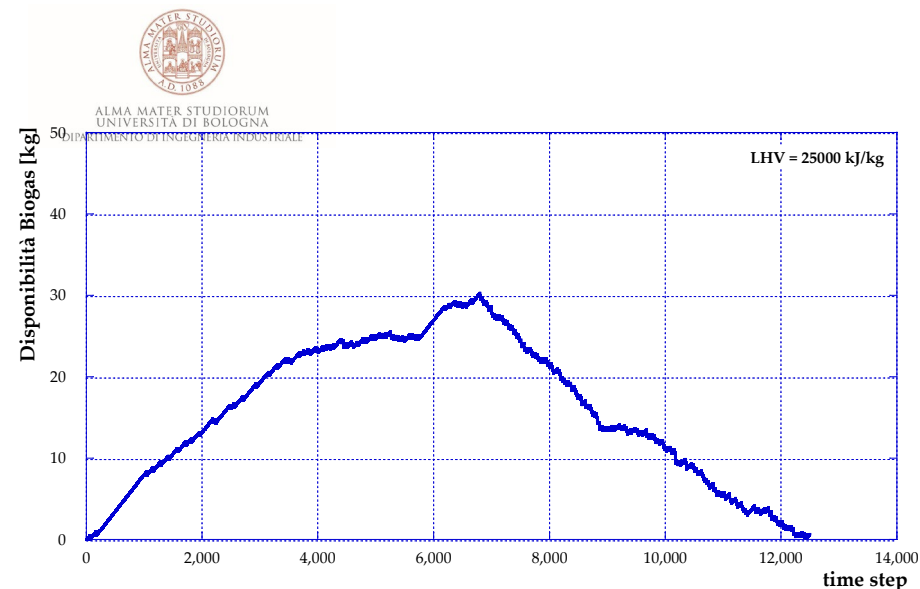


Figura 109 – Quantitativo di biogas disponibile in funzione del time step (3 ago-12 ott 2017 e 8 feb-10 apr 2018, ogni time step corrisponde a 15 min) (CHP #5, LHV = 25000 kJ/kg).

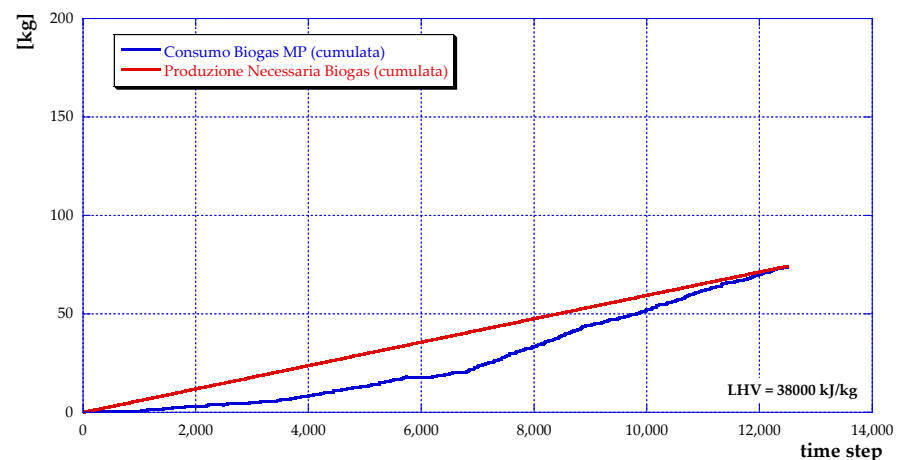


Figura 110 – Consumo di biogas CHP #5 e produzione necessaria nell'orizzonte temporale (3 ago-12 ott 2017 e 8 feb-10 apr 2018, ogni time step corrisponde a 15 min) e per l'utenza considerati (LHV = 38000 kJ/kg).

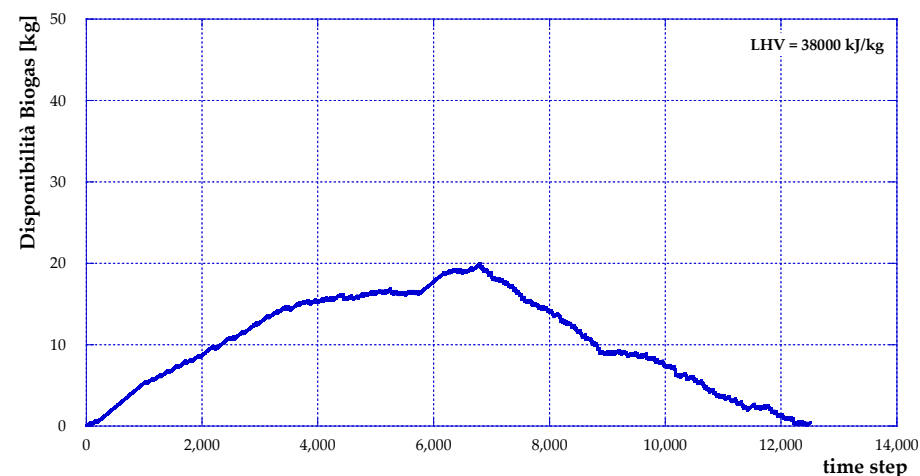


Figura 111 – Quantitativo di biogas disponibile in funzione del time step (3 ago-12 ott 2017 e 8 feb-10 apr 2018, ogni time step corrisponde a 15 min) (CHP #5, LHV = 38000 kJ/kg).

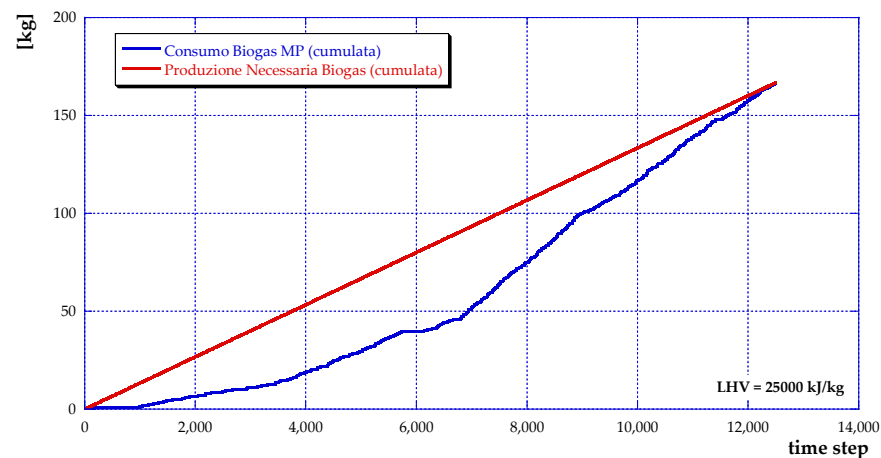


Figura 112 – Consumo di biogas CHP #6 e produzione necessaria nell'orizzonte temporale (3 ago-12 ott 2017 e 8 feb-10 apr 2018, ogni time step corrisponde a 15 min) e per l'utenza considerati (LHV = 25000 kJ/kg).

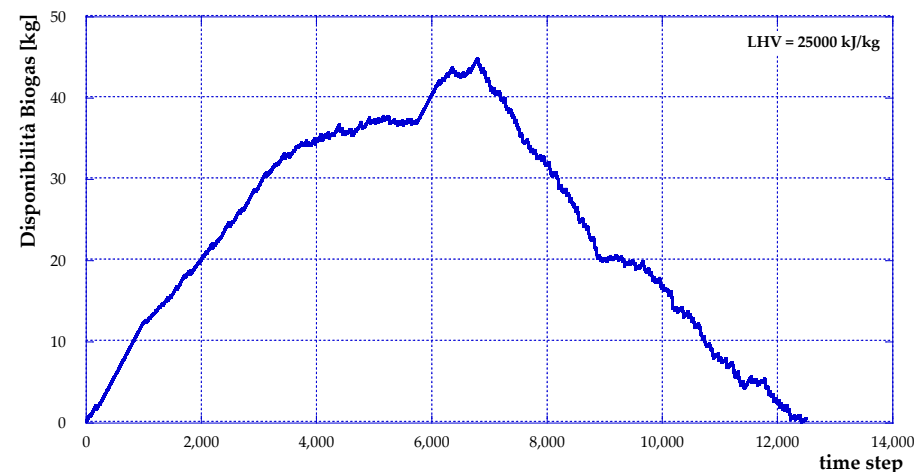


Figura 113 – Quantitativo di biogas disponibile in funzione del time step (3 ago-12 ott 2017 e 8 feb-10 apr 2018, ogni time step corrisponde a 15 min) (CHP #6, LHV = 25000 kJ/kg).

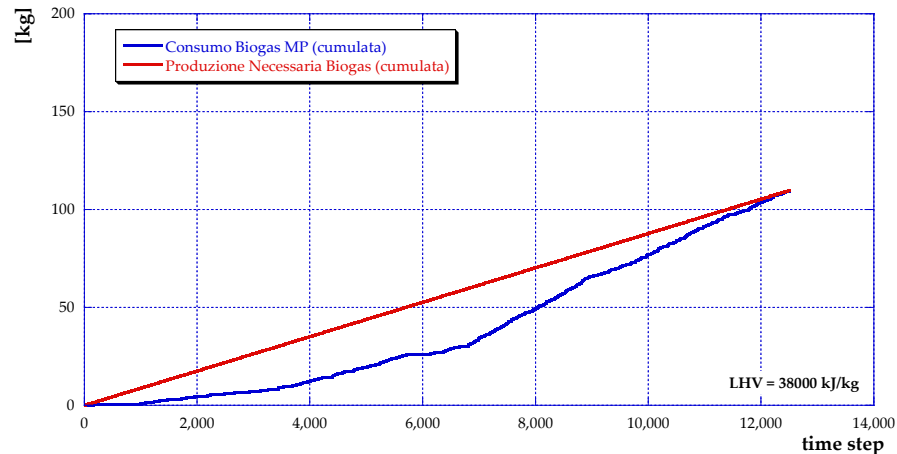


Figura 114 – Consumo di biogas CHP #6 e produzione necessaria nell'orizzonte temporale (3 ago-12 ott 2017 e 8 feb-10 apr 2018, ogni time step corrisponde a 15 min) e per l'utenza considerati (LHV = 38000 kJ/kg).

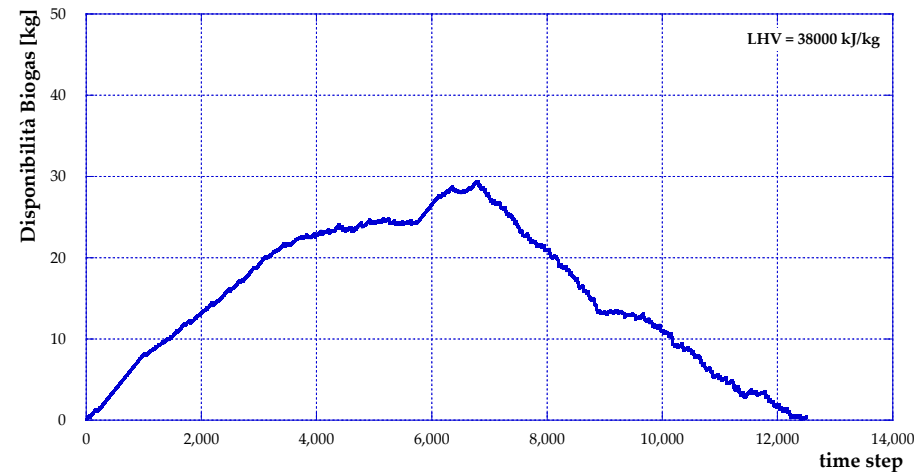


Figura 115 – Quantitativo di biogas disponibile in funzione del time step (3 ago-12 ott 2017 e 8 feb-10 apr 2018, ogni time step corrisponde a 15 min) (CHP #6, LHV = 38000 kJ/kg).

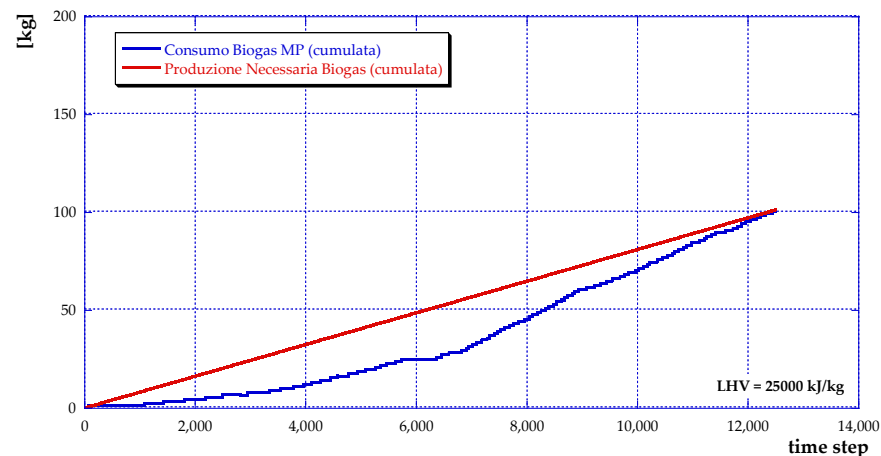


Figura 116 – Consumo di biogas CHP #7 e produzione necessaria nell'orizzonte temporale (3 ago-12 ott 2017 e 8 feb-10 apr 2018, ogni time step corrisponde a 15 min) e per l'utenza considerati (LHV = 25000 kJ/kg).

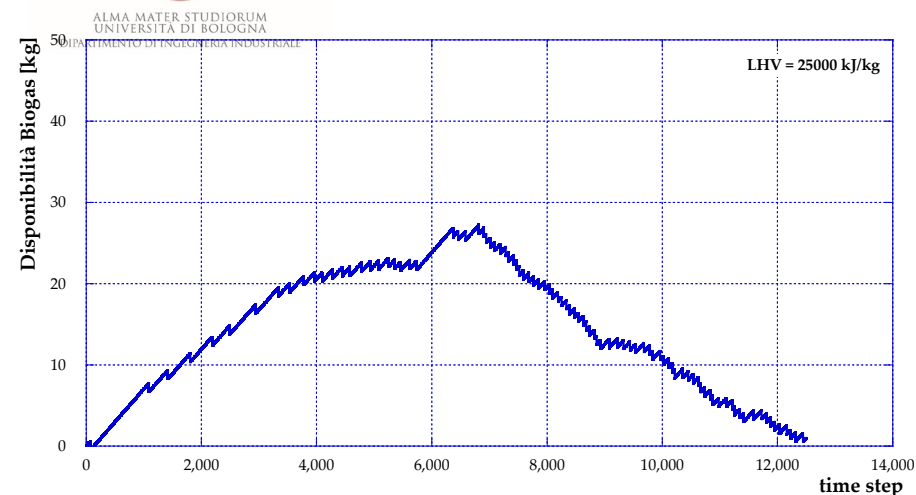


Figura 117 – Quantitativo di biogas disponibile in funzione del time step (3 ago-12 ott 2017 e 8 feb-10 apr 2018, ogni time step corrisponde a 15 min) (CHP #7, LHV = 25000 kJ/kg).

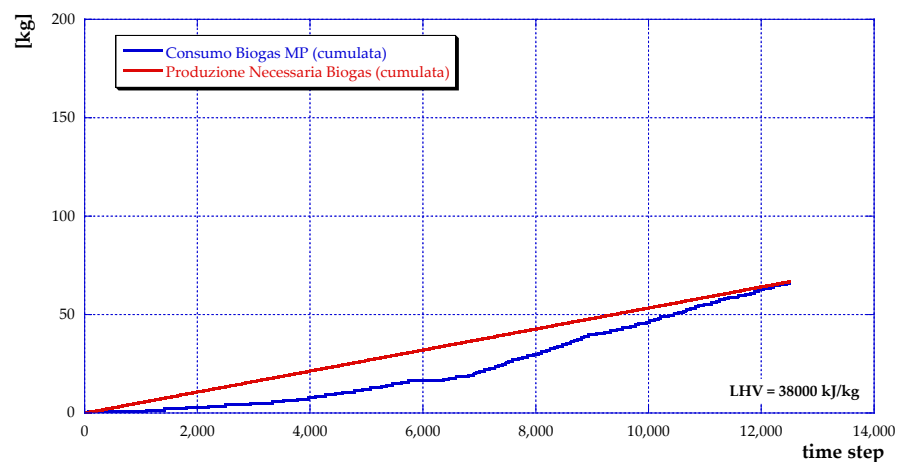


Figura 118 – Consumo di biogas CHP #7 e produzione necessaria nell'orizzonte temporale (3 ago-12 ott 2017 e 8 feb-10 apr 2018, ogni time step corrisponde a 15 min) e per l'utenza considerati (LHV = 38000 kJ/kg).

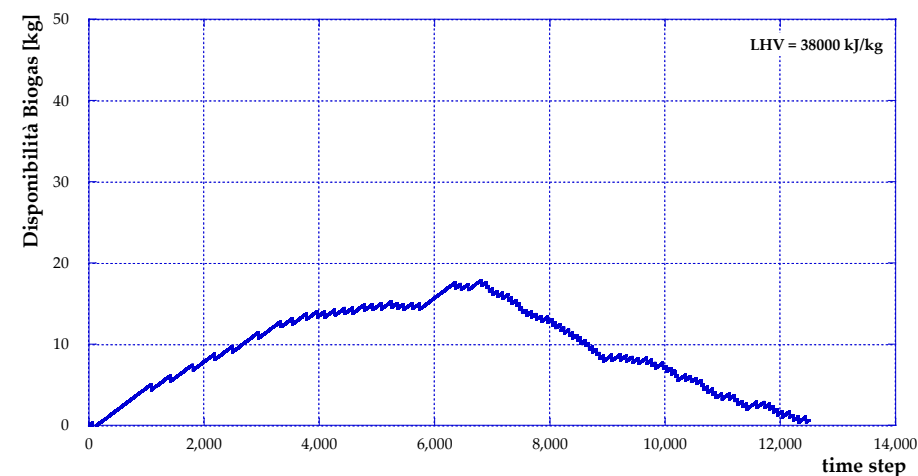


Figura 119 – Quantitativo di biogas disponibile in funzione del time step (3 ago-12 ott 2017 e 8 feb-10 apr 2018, ogni time step corrisponde a 15 min) (CHP #7, LHV = 38000 kJ/kg).

Sulla base dei risultati ottenuti, si ritiene utile approfondire le prestazioni di uno dei sistemi micro-cogenerativi studiati in funzione della richiesta termica per la produzione di acqua calda sanitaria per un intero anno. In accordo con l'ENEA si è deciso di approfondire la simulazione del cogeneratore CHP #7, ovvero il sistema basato su ciclo di Rankine a fluido organico.

Più in dettaglio, il carico termico considerato è quello rappresentato in **Figura 120** come curva monotona in funzione del time step di calcolo (pari a 15 minuti) assunto.

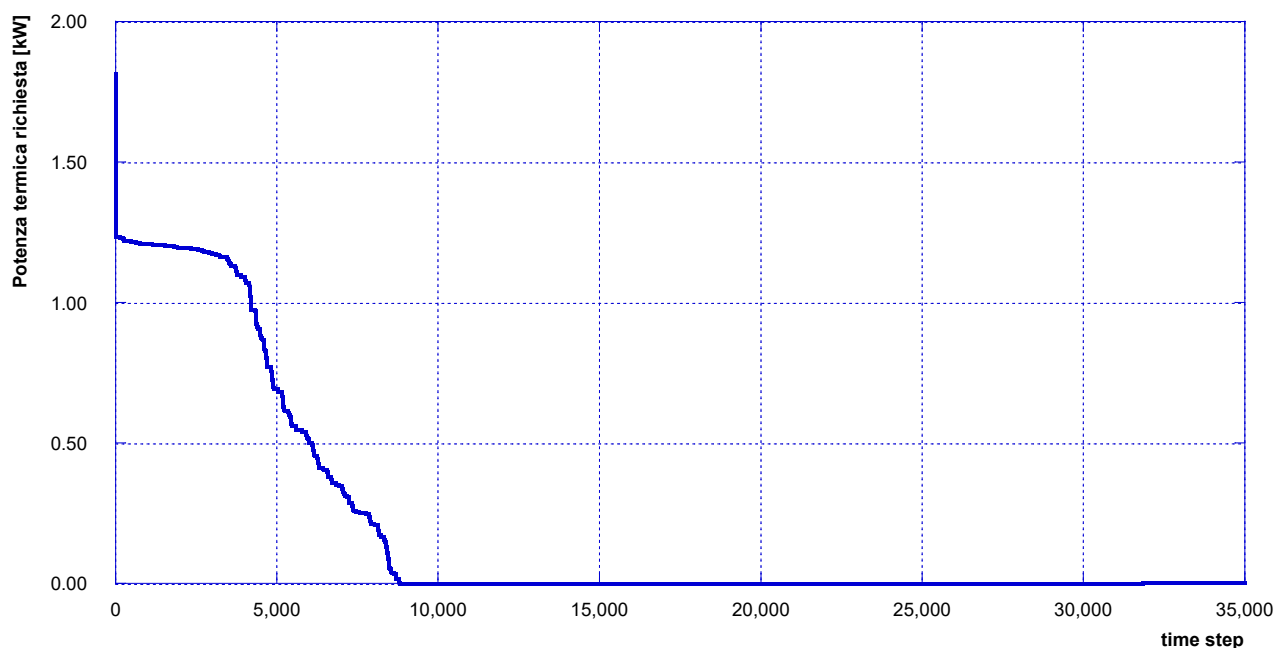


Figura 120 – Curva monotona annuale della richiesta di potenza termica per produzione di acqua calda sanitaria (time step pari a 15 minuti).

L'utenza presa in esame è caratterizzata da un fabbisogno annuo di acqua calda sanitaria pari a 1750 kWh; tale valore è coerente con le indagini già effettuate dall'Enea. Si precisa che il profilo di richiesta è stato ottenuto dai dati sperimentali già presentati, integrati, per quanto riguarda le informazioni non disponibili, con la letteratura disponibile.

I principali risultati energetici della simulazione svolta sono presentati in **Tabella 6**.

Tabella 6 – Principali risultati energetici.

Energia termica tot richiesta utenza	[kWh]	1750
Energia elettrica tot da MP	[kWh]	210
Energia termica tot da MP	[kWh]	1750
Energia biogas tot per MP	[kWh]	2100
Ore totali funzionamento MP	[h]	70

Dai valori presentati in tabella si osserva che il micro-cogeneratore selezionato è in grado di coprire tutto il fabbisogno termico per produzione di acqua calda sanitaria con un'efficienza termica pari a poco più di 0.83. L'energia da introdurre nel sistema con il biogas è pari a 2100 kWh secondo il profilo di consumo rappresentato in **Figura 124** nelle due ipotesi già fatte circa il valore di LHV.

La possibilità di alimentazione del micro-cogeneratore è pertanto funzione – come già precedentemente illustrato – della produzione del digestore che sarà ad esso integrato. In **Figura 125a** e in **Figura 125b** sono mostrati due possibili profili della massa di biogas che deve essere presente nell'accumulo per garantire il funzionamento del sistema micro-cogenerativo in ogni istante dell'anno secondo le ipotesi assunte e le logiche di funzionamento implementate.

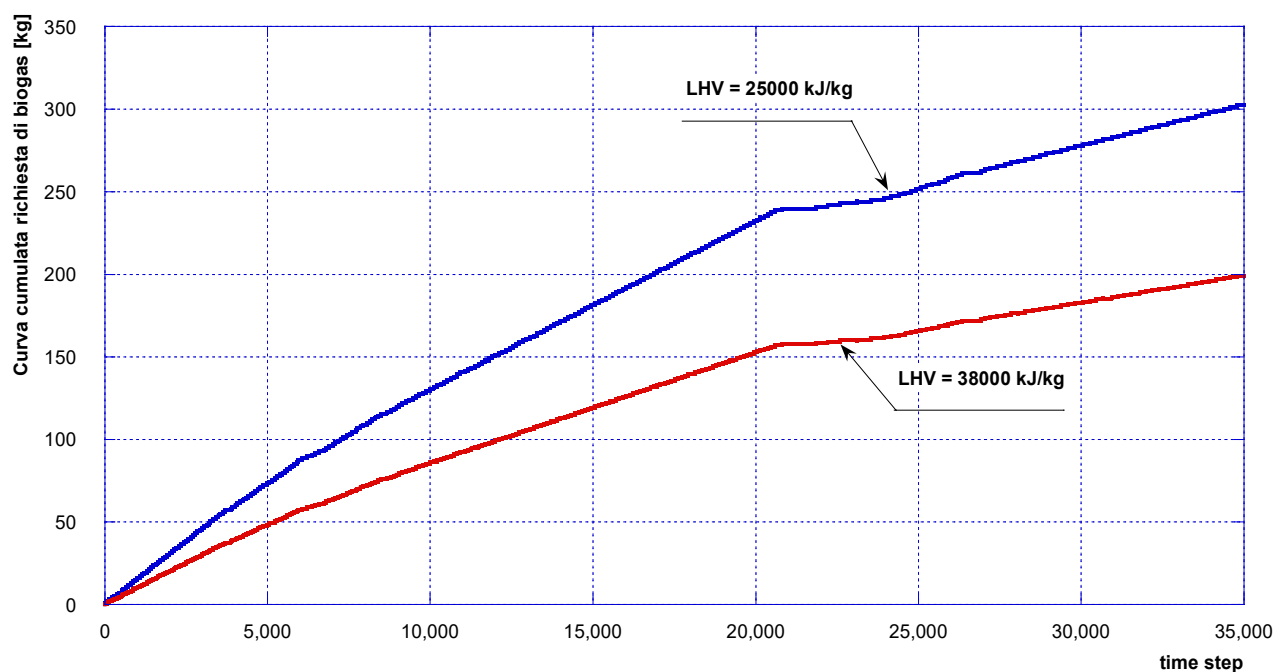


Figura 121 – Curva cumulata del fabbisogno di biogas per il micro-cogeneratore CHP#7 (time step pari a 15 minuti).

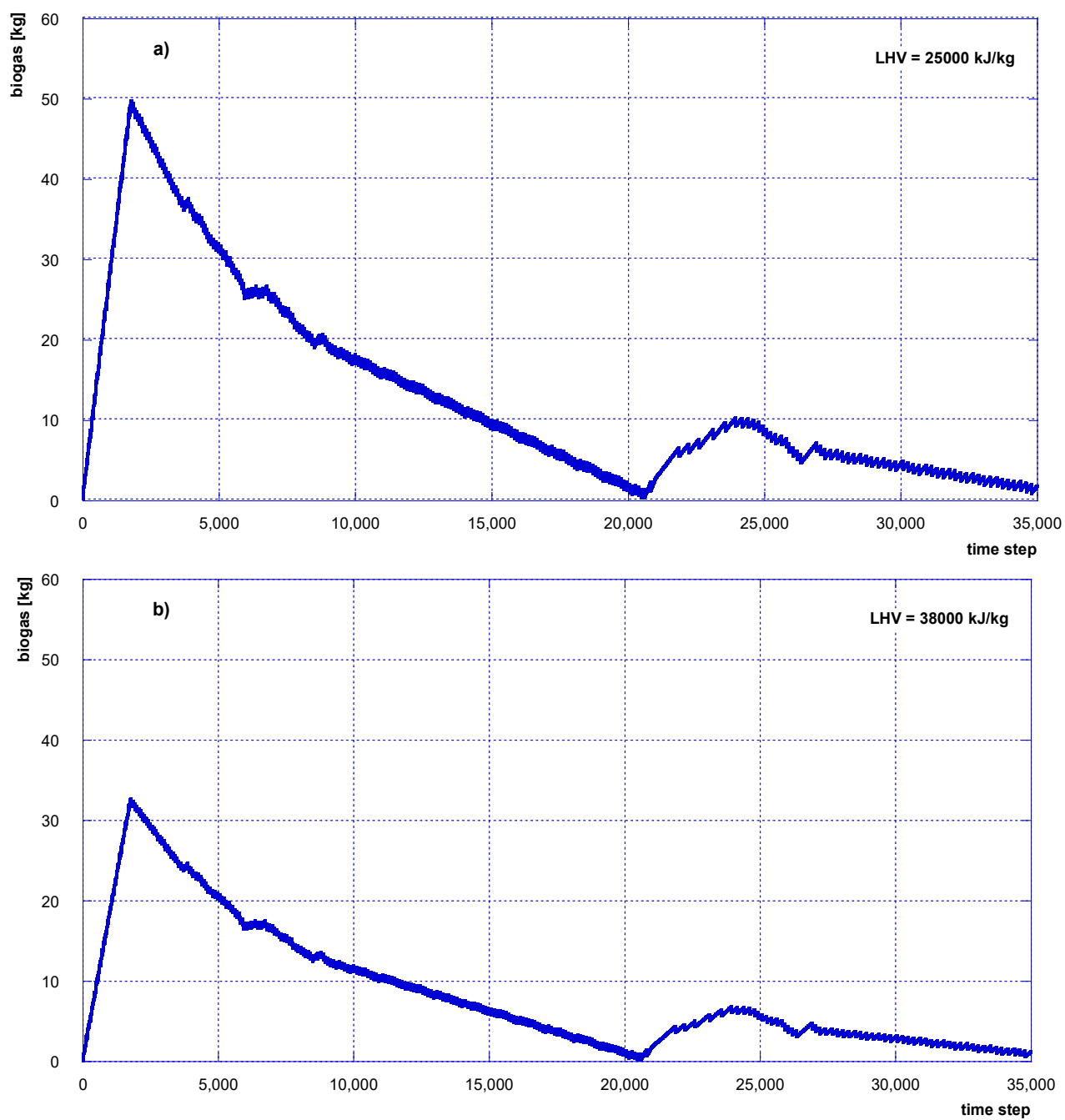


Figura 122 – Massa di biogas presente nel sistema di accumulo nel caso CHP #7 (time step pari a 15 minuti).

7 Ipotesi di design del banco prova da installare in laboratorio

Al fine di testare il sistema integrato di produzione e riconversione del biogas che si prevede di installare nel contesto di piccole isole al servizio di un'utenza elettrica e di acqua calda sanitaria, oggetto delle prossime annualità sarà la realizzazione di un banco prova – i cui componenti verranno forniti da ENEA – presso i laboratori del Dipartimento di Ingegneria Industriale dell'Alma Mater Studiorum - Università di Bologna. Nel presente capitolo, pertanto, verranno mostrate le diverse ipotesi – una per ciascuna tecnologia di riconversione del biogas – elaborate per il banco prova in oggetto. Lo schema generale del banco prova è mostrato in **Figura 123**: come si può osservare, i principali componenti sono (i) due bombole (contenenti rispettivamente metano e CO₂), ciascuna delle quali presenta a valle un riduttore di pressione, (ii) un mixer per consentire di analizzare un biogas con diverse percentuali di metano, (iii) il sistema cogenerativo, (iv) un carico elettrico che consenta di simulare l'utenza elettrica ed (v) uno scambiatore di calore che consenta di analizzare l'utenza termica.

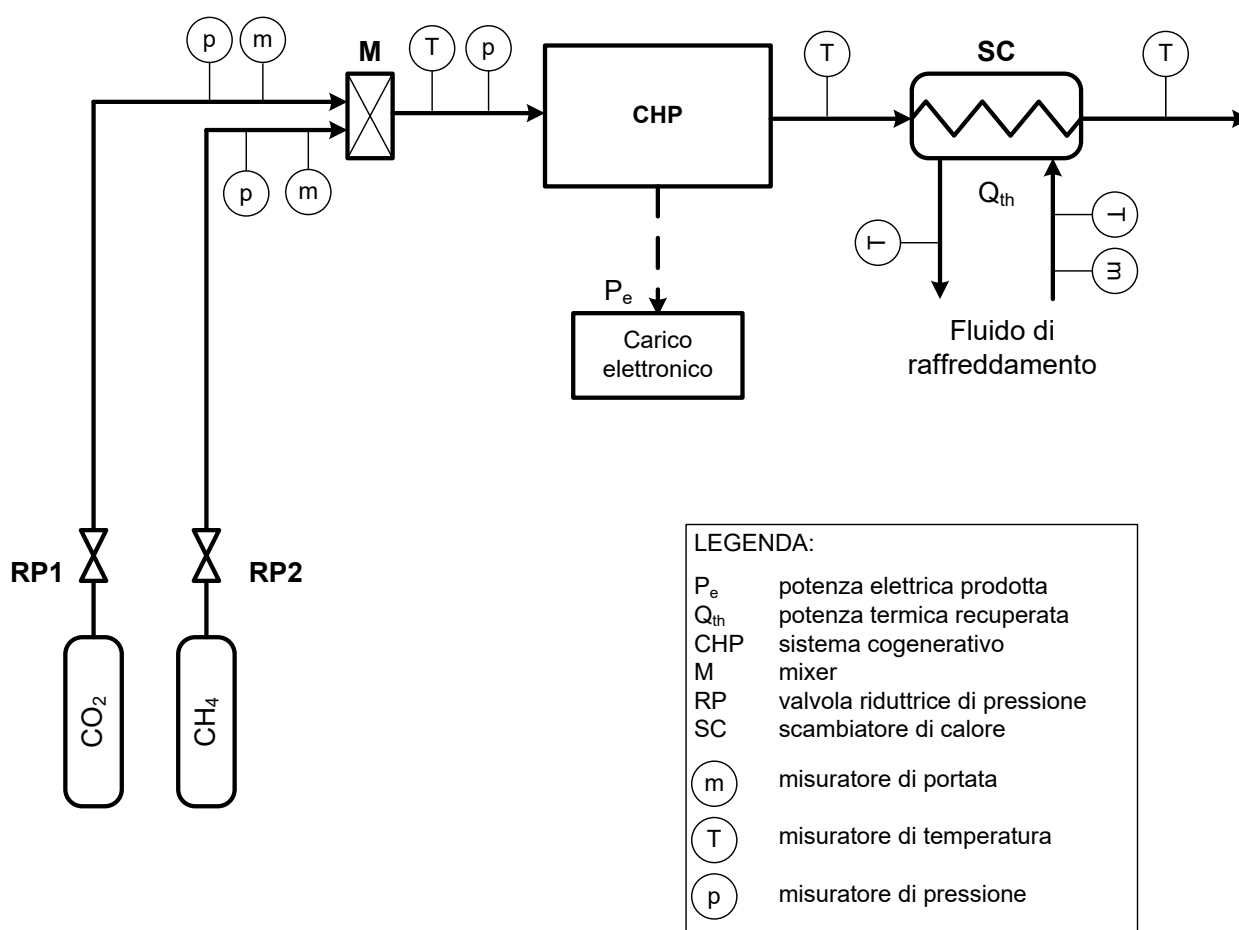


Figura 123 – Schema generale del banco prova per la produzione di energia elettrica e acqua calda sanitaria a partire da biogas.

Si prevede inoltre la necessità di dotare il banco prova della seguente strumentazione di misura:

- 2 misuratori di portata, rispettivamente a valle del riduttore di pressione RP1 e a valle del riduttore di pressione RP2 (si veda **Figura 123**) che consentano contemporaneamente una regolazione della portata in retroazione;
- 2 misuratori di pressione, rispettivamente a valle del riduttore di pressione RP1 e a valle del riduttore di pressione RP2;
- 1 misuratore di temperatura a valle del mixer tra metano e CO₂;

- 1 misuratore di pressione a valle del mixer tra metano e CO₂;
- 1 misuratore di temperatura a valle del cogeneratore;
- 1 misuratore di temperatura a valle dello scambiatore di recupero (SC in [Figura 123](#));
- 2 misuratori di temperatura sul circuito del fluido di raffreddamento, in ingresso e in uscita da SC;
- 1 misuratore di portata sul circuito del fluido di raffreddamento, in ingresso al recuperatore SC.

Nei paragrafi successivi verranno illustrati gli schemi specifici relativi alle ipotesi di banco prova, elaborati in funzione della tecnologia cogenerativa adottata.

7.1 Banco prova micro-turbina a gas

In [Figura 124](#) è mostrata la schematizzazione del banco prova per una micro-turbina a gas. Come si può notare, si prevede che l'eventuale modello commerciale di micro-turbina a gas sia già internamente dotato di tutta la strumentazione di misura necessaria al sistema di acquisizione dati e di controllo. Molti modelli presenti sul mercato, inoltre, vengono forniti prevedendo già all'interno del sistema lo scambiatore per il recupero termico dai fumi. In tal caso, quindi, lo scambiatore SC in [Figura 124](#) risulterebbe compreso all'interno dei confini del cogeneratore (linea tratteggiata e indicata come CHP in figura) e non costituirebbe un sistema da acquistare separatamente.

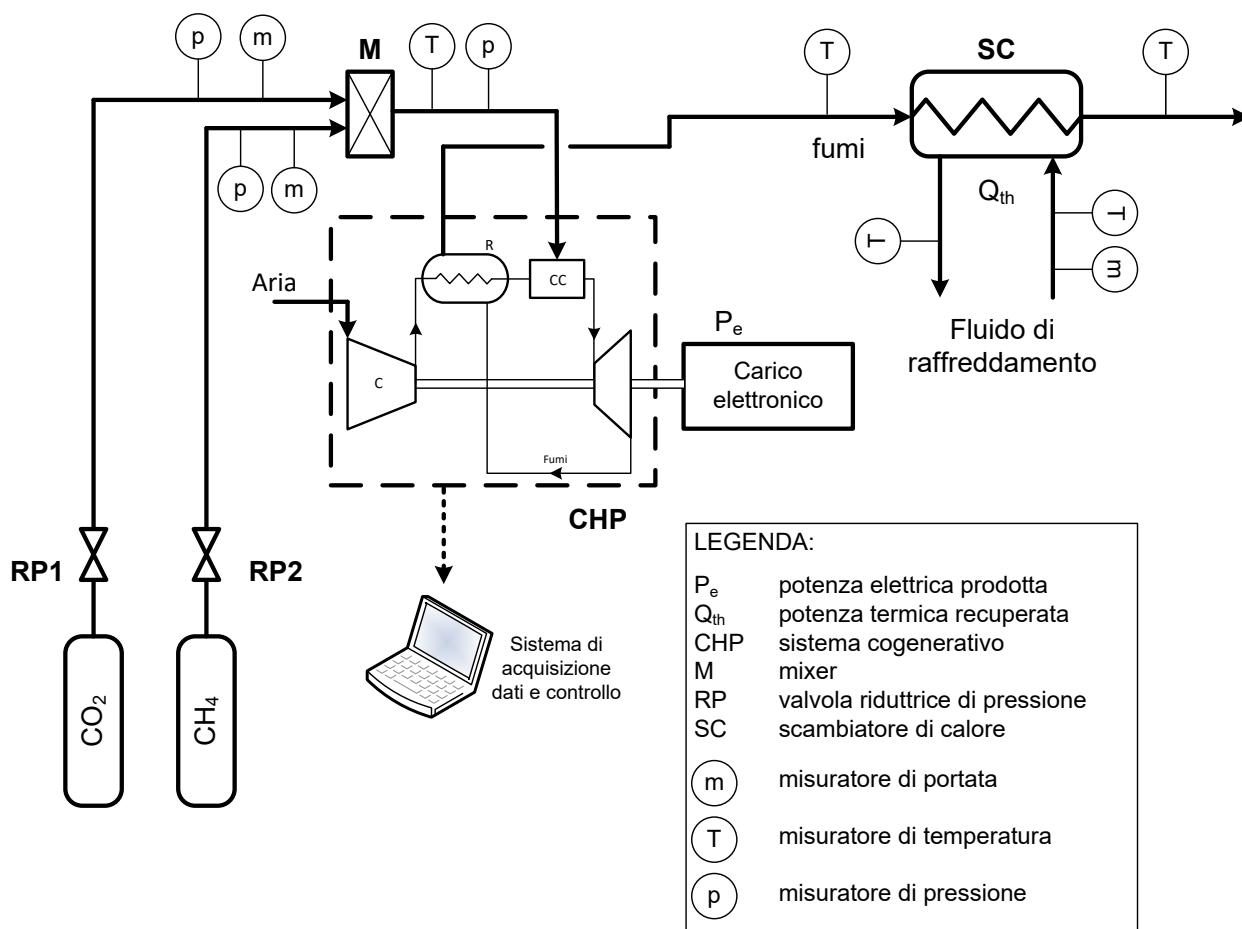


Figura 124 – Schema elaborato nel caso di banco prova per una micro-turbina a gas.

Nel caso di micro-turbina a gas come tecnologia cogenerativa si prevede quindi di dotare il banco prova dei seguenti sensori di misura:

- 2 misuratori di portata (di tipo Coriolis), rispettivamente a valle del riduttore di pressione RP1 e a valle del riduttore di pressione RP2;

- 2 misuratori di pressione (sensori di pressione relativa piezoresistivi con cella di misura metallica o in ceramica), rispettivamente a valle del riduttore di pressione RP1 e a valle del riduttore di pressione RP2;
- 1 misuratore di temperatura (termoresistenza Pt100) a valle del mixer tra metano e CO₂;
- 1 misuratore di pressione (sensore di pressione relativa piezoresistivo con cella di misura metallica o in ceramica) a valle del mixer tra metano e CO₂;
- 1 misuratore di temperatura (termoresistenza Pt100) a valle del cogeneratore;
- 1 misuratore di temperatura (termoresistenza Pt100) a valle dello scambiatore di recupero SC;
- 2 misuratori di temperatura (termoresistenze Pt100) sul circuito del fluido di raffreddamento, in ingresso e in uscita da SC;
- 1 misuratore di portata sul circuito del fluido di raffreddamento (misuratore elettromagnetico), in ingresso al recuperatore SC.

In aggiunta, si prevede l'installazione di un sensore di misura di temperatura, umidità e pressione dell'aria ambiente. Si precisa, inoltre, che la strumentazione indicata è da intendersi come la strumentazione più completa e precisa per l'analisi sperimentale nell'ambito di un banco prova di laboratorio. Nel caso di installazione delle tecnologie analizzate presso un'utenza reale, sia la quantità che la tipologia di sensori di misura dovrebbe essere necessariamente differente. Tali affermazioni restano valide anche per i banchi prova presentati nei paragrafi successivi.

7.2 Banco prova motore a combustione interna

Lo schema elaborato nel caso di banco prova per un motore a combustione interna è mostrato in **Figura 125**. A differenza di quanto visto finora, in questo caso, essendo possibile il recupero termico da diversi flussi in uscita dal motore (in particolare dall'olio lubrificante, dall'acqua di raffreddamento e dai fumi), è necessario prevedere tre scambiatori di calore (SC1, SC2 ed SC3 in **Figura 125**) invece che uno. Tuttavia, come già detto per le micro-turbine a gas, frequentemente i modelli in commercio prevedono la presenza degli scambiatori per il recupero termico già all'interno del sistema che viene fornito. La potenza termica complessivamente recuperata (Q_{th}) sarà in ogni caso data dalla somma delle potenze termiche scambiate all'interno dei tre diversi scambiatori di calore (ovvero $Q_{th,1}$, $Q_{th,2}$ e $Q_{th,3}$). Inoltre, sarà necessario prevedere un maggior numero di sonde di temperatura, al fine di poter misurare la temperatura in ingresso e in uscita da ciascuno scambiatore. Ne conseguono una maggior complessità impiantistica ed un costo più elevato.

In sintesi, l'eventuale banco prova relativo ad un motore a combustione interna cogenerativo prevede:

- 2 misuratori di portata (di tipo Coriolis), rispettivamente a valle del riduttore di pressione RP1 e a valle del riduttore di pressione RP2;
- 2 misuratori di pressione (sensori di pressione relativa piezoresistivi con cella di misura metallica o in ceramica), rispettivamente a valle del riduttore di pressione RP1 e a valle del riduttore di pressione RP2;
- 1 misuratore di temperatura (termoresistenza Pt100) a valle del mixer tra metano e CO₂;
- 1 misuratore di pressione (sensore di pressione relativa piezoresistivo con cella di misura metallica o in ceramica) a valle del mixer tra metano e CO₂;
- 1 misuratore di temperatura (termoresistenza Pt100) a valle del cogeneratore, sul circuito dei fumi;
- 1 misuratore di temperatura (termoresistenza Pt100) a valle dello scambiatore di recupero SC3, sul circuito dei fumi;
- 4 misuratori di temperatura (termoresistenza Pt100) sul circuito del fluido di raffreddamento, in ingresso e in uscita da ciascuno scambiatore di calore;
- 1 misuratore di portata sul circuito del fluido di raffreddamento (misuratore elettromagnetico), in ingresso al recuperatore SC1;
- 1 sensore di misura di temperatura, umidità e pressione dell'aria ambiente.

Come nel caso della micro-turbina a gas, si prevede un sistema di acquisizione dati e controllo integrato al cogeneratore.

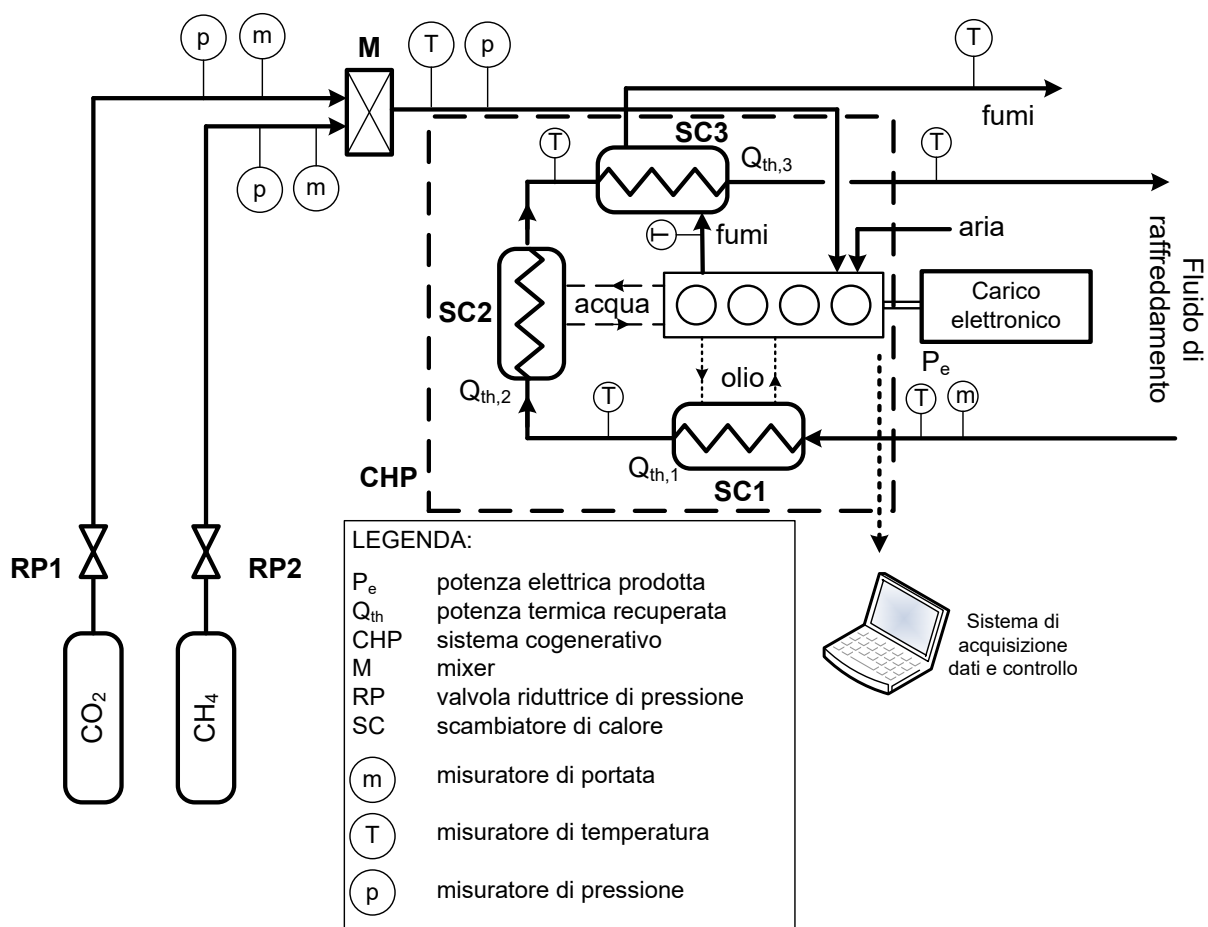


Figura 125 – Schema elaborato nel caso di banco prova per un motore a combustione interna.

7.3 Banco prova motore Stirling

Lo schema elaborato nel caso di banco prova per un motore Stirling è presentato in **Figura 126**. Poiché la tecnologia Stirling prevede una combustione esterna, il banco prova in oggetto sarà caratterizzato da una camera di combustione esterna al cogeneratore propriamente detto e sarà dunque necessario prevedere l'installazione di un sensore per la misura della temperatura a valle della camera di combustione (ovvero in ingresso al motore Stirling). Tale caratteristica dei motori Stirling risulta particolarmente interessante e vantaggiosa per l'applicazione oggetto di analisi: infatti, una camera di combustione esterna risulta più flessibile alle variazioni di composizione del biogas. A tale proposito, si ricorda che la finalità dello studio è l'installazione di sistemi per la produzione e la riconversione di biogas nell'ambito di utenze residenziali site in piccole isole. In tale contesto, la biomassa (costituita da rifiuti domestici) in ingresso al digestore avrà facilmente una composizione variabile, e di conseguenza anche il biogas prodotto.

Anche in questo caso si prevede un sistema di acquisizione dati e controllo integrato al cogeneratore.

Nel caso di motore Stirling come tecnologia cogenerativa si prevede quindi di dotare il banco prova dei seguenti sensori di misura:

- 2 misuratori di portata (di tipo Coriolis), rispettivamente a valle del riduttore di pressione RP1 e a valle del riduttore di pressione RP2;
- 2 misuratori di pressione (sensori di pressione relativa piezoresistivi con cella di misura metallica o in ceramica), rispettivamente a valle del riduttore di pressione RP1 e a valle del riduttore di pressione RP2;
- 1 misuratore di temperatura (termoresistenza Pt100) a valle del mixer tra metano e CO₂;

- 1 misuratore di pressione (sensore di pressione relativa piezoresistivo con cella di misura metallica o in ceramica) a valle del mixer tra metano e CO₂;
- 1 misuratore di temperatura (termoresistenza Pt100) a valle della camera di combustione;
- 1 misuratore di temperatura (termoresistenza Pt100) a valle del cogeneratore;
- 1 misuratore di temperatura (termoresistenza Pt100) a valle dello scambiatore di recupero SC;
- 2 misuratori di temperatura (termoresistenze Pt100) sul circuito del fluido di raffreddamento, in ingresso e in uscita da SC;
- 1 misuratore di portata sul circuito del fluido di raffreddamento (misuratore elettromagnetico), in ingresso al recuperatore SC;
- 1 sensore di misura di temperatura, umidità e pressione dell'aria ambiente.

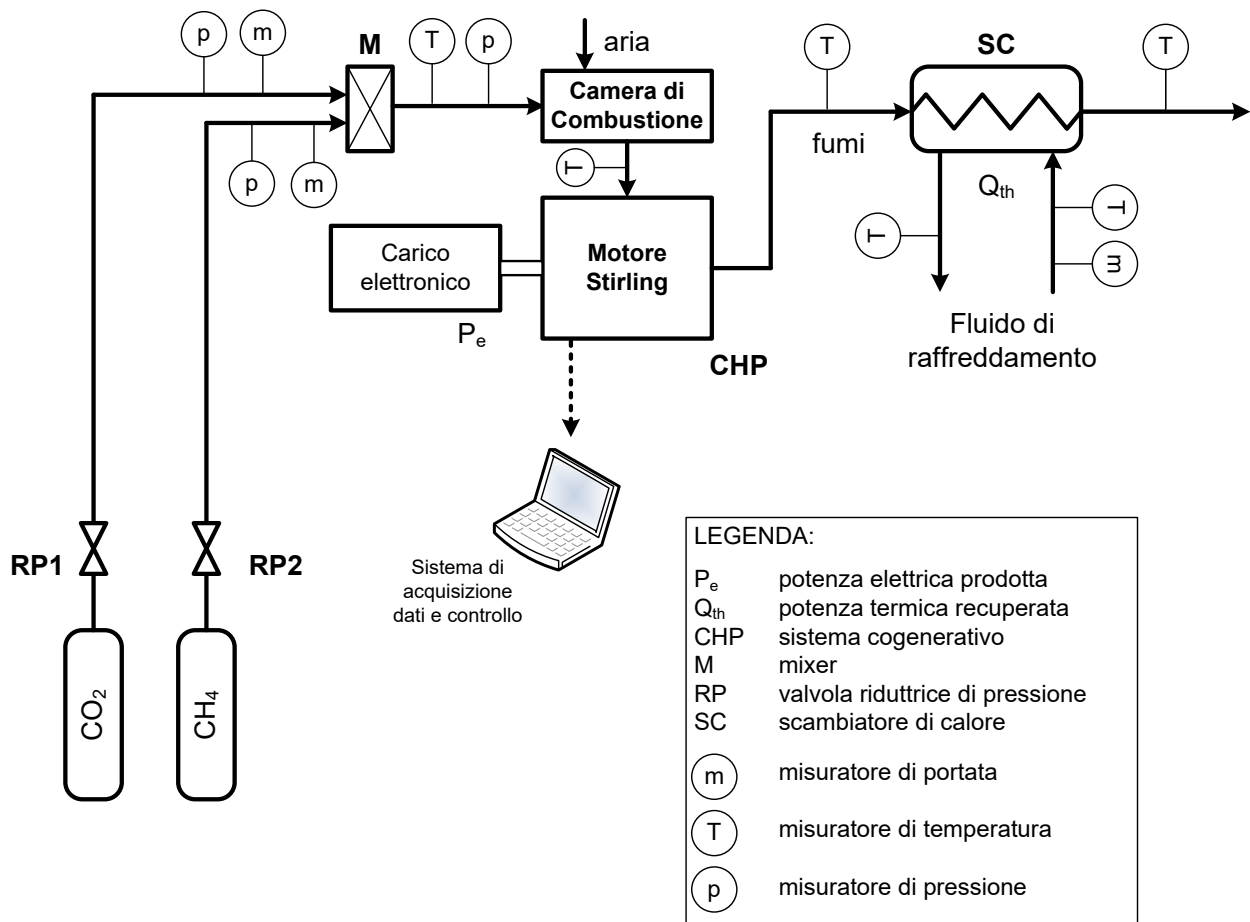


Figura 126 – Schema elaborato nel caso di banco prova per un motore Stirling.

7.4 Banco prova cella a combustibile

In **Figura 127** è invece presentato lo schema nel caso di banco prova per una cella a combustibile di tipo SOFC. Come nei casi precedenti, si prevede un sistema di acquisizione dati e controllo integrato con il cogeneratore.

In sintesi, l'eventuale banco prova relativo ad una cella a combustibile necessiterebbe dei seguenti sensori di misura:

- 2 misuratori di portata (di tipo Coriolis), rispettivamente a valle del riduttore di pressione RP1 e a valle del riduttore di pressione RP2;
- 2 misuratori di pressione (sensori di pressione relativa piezoresistivi con cella di misura metallica o in ceramica), rispettivamente a valle del riduttore di pressione RP1 e a valle del riduttore di pressione RP2;

- 1 misuratore di temperatura (termoresistenza Pt100) a valle del mixer tra metano e CO₂;
- 1 misuratore di pressione (sensore di pressione relativa piezoresistivo con cella di misura metallica o in ceramica) a valle del mixer tra metano e CO₂;
- 1 misuratore di temperatura (termoresistenza Pt100) a valle del cogeneratore, sulla corrente di acqua in uscita;
- 1 misuratore di temperatura (termoresistenza Pt100) a valle dello scambiatore di recupero SC;
- 2 misuratori di temperatura (termoresistenze Pt100) sul circuito del fluido di raffreddamento, in ingresso e in uscita da SC;
- 1 misuratore di portata sul circuito del fluido di raffreddamento (misuratore elettromagnetico), in ingresso al recuperatore SC;
- 1 sensore di misura di temperatura, umidità e pressione dell'aria ambiente.

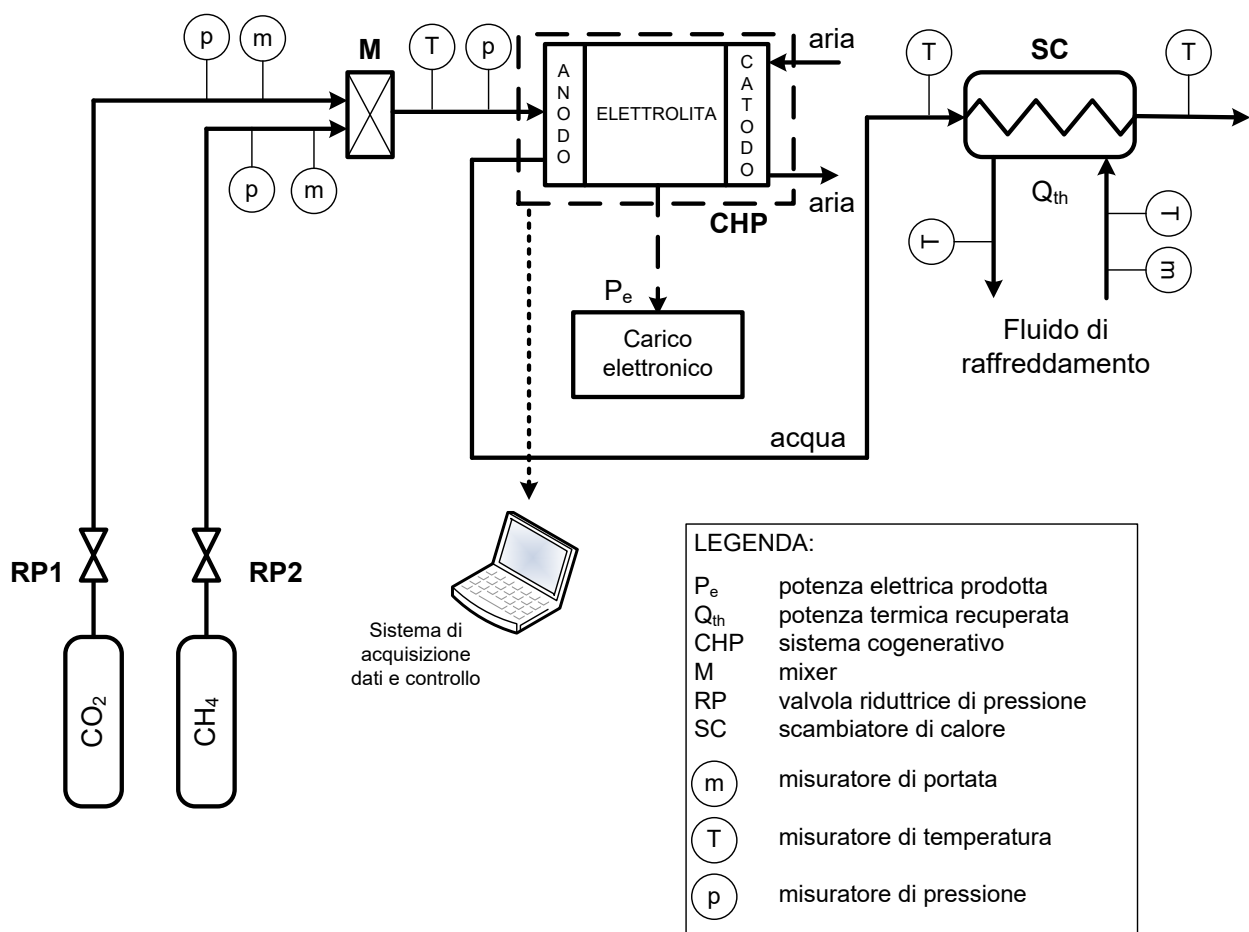


Figura 127 – Schema elaborato nel caso di banco prova per una cella a combustibile.

7.5 Banco prova Ciclo Rankine Organico

Infine, in è presentato il banco prova relativo all'utilizzo della tecnologia ORC. Tale banco prova sarà caratterizzato dalla presenza di un combustore accoppiato all'evaporatore dell'ORC tramite un circuito intermedio ed un serbatoio di accumulo termico.

Per quanto riguarda la strumentazione, l'eventuale banco prova necessiterebbe dei seguenti sensori di misura:

- 2 misuratori di portata (di tipo Coriolis), rispettivamente a valle del riduttore di pressione RP1 e a valle del riduttore di pressione RP2;

- 2 misuratori di pressione (sensori di pressione relativa piezoresistivi con cella di misura metallica o in ceramica), rispettivamente a valle del riduttore di pressione RP1 e a valle del riduttore di pressione RP2;
- 1 misuratore di temperatura (termoresistenza Pt100) a valle del mixer tra metano e CO₂;
- 1 misuratore di pressione (sensore di pressione relativa piezoresistivo con cella di misura metallica o in ceramica) a valle del mixer tra metano e CO₂;
- 1 misuratore di temperatura (termoresistenza Pt100) a valle del combustore, sulla corrente dei fumi in uscita;
- 1 misuratore di temperatura (termoresistenza Pt100) sul circuito intermedio tra combustore ed accumulo, in ingresso all'accumulo;
- 2 misuratori di temperatura (termoresistenze Pt100) sul circuito tra il serbatoio di accumulo e l'evaporatore EVA, rispettivamente in ingresso e in uscita;
- 1 misuratore di portata sul circuito tra il serbatoio di accumulo e l'evaporatore EVA (misuratore elettromagnetico), in ingresso all'evaporatore;
- 2 misuratori di temperatura (termoresistenze Pt100) sul circuito del fluido di raffreddamento, in ingresso e in uscita dal condensatore COND;
- 1 misuratore di portata sul circuito del fluido di raffreddamento (misuratore elettromagnetico), in ingresso al condensatore COND;
- 1 sensore di misura di temperatura, umidità e pressione dell'aria ambiente.

Analogamente a quanto detto per i casi precedenti, si prevede infine un sistema di acquisizione dati e controllo integrato con il cogeneratore.

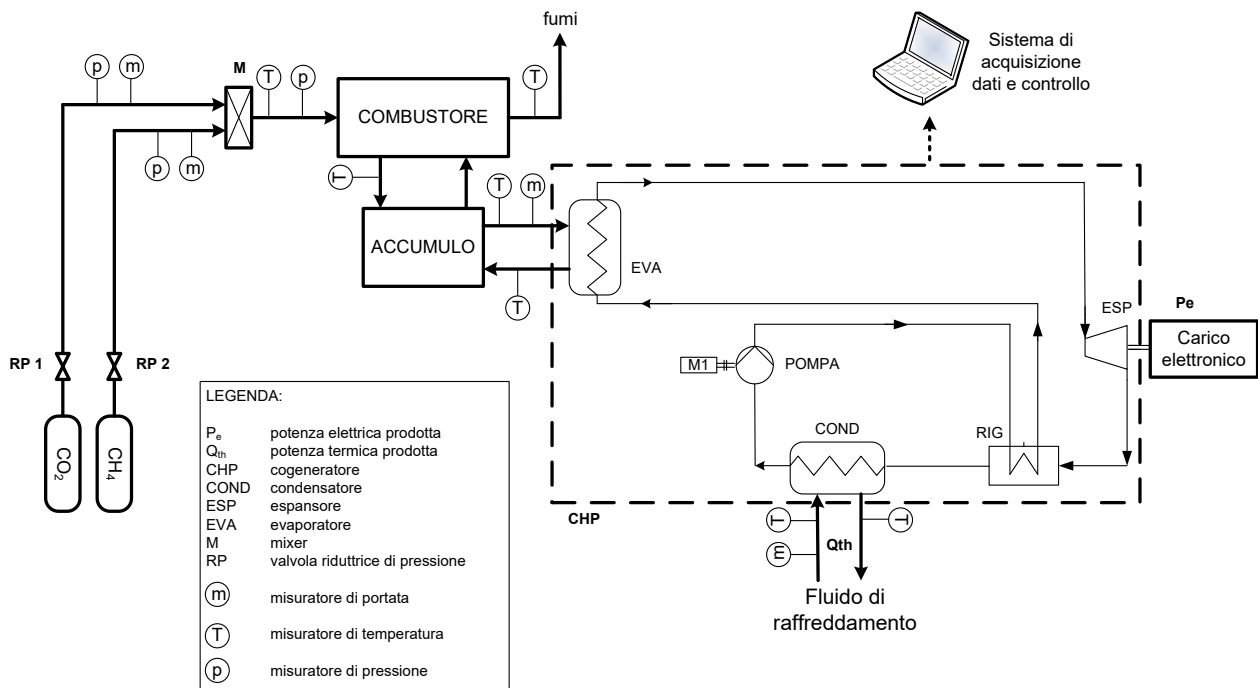


Figura 128 – Schema elaborato nel caso di banco prova per un ORC.

8 Conclusioni

Il presente documento è il risultato della collaborazione tra l'ENEA e il Dipartimento di Ingegneria Industriale (DIN) dell'Alma Mater Studiorum - Università di Bologna, avente l'obiettivo di condurre l'analisi di *Sistemi di microcogenerazione per lo sfruttamento di biogas finalizzati alla produzione di acqua calda sanitaria nelle piccole isole*. Tale collaborazione nasce all'interno dell'Accordo di Programma che il Ministero dello Sviluppo Economico ed ENEA hanno stipulato nel 2019 finalizzato all'esecuzione delle linee di attività del Piano Triennale 2019-2021 della Ricerca e Sviluppo di Interesse Generale per il Sistema Elettrico Nazionale.

L'accordo di collaborazione tra l'ENEA e il Dipartimento di Ingegneria Industriale (DIN) dell'Alma Mater Studiorum - Università di Bologna si riferisce al Piano Triennale di Realizzazione 2019-2021. Il presente documento descrive la ricerca svolta durante la prima annualità.

L'attività è finalizzata allo studio della possibilità di impiegare biogas prodotto da digestori anaerobici di piccola taglia per la produzione di energia elettrica e acqua calda sanitaria nelle piccole isole non raggiunte dalla rete gas. Il sistema proposto è pertanto basato sulla tecnologia della digestione anaerobica, integrata con un micro-cogeneratore. Inoltre, il sistema in oggetto ha la finalità di ridurre i consumi di energia elettrica (importata dal continente mediante le connessioni sottomarine esistenti) attualmente finalizzati al soddisfacimento dei fabbisogni termici per produzione di acqua calda sanitaria.

La linea di attività del primo anno è dedicata alla definizione del sistema integrato costituito da un digestore anaerobico di piccola taglia e da un micro-cogeneratore. Più in dettaglio, lo studio svolto è suddiviso in due fasi, così come di seguito illustrato.

FASE I – Caratterizzazione di digestori anaerobici di piccola taglia tramite un approccio “black box”

In questa fase – in seguito ad uno studio preliminare sui parametri chiave che influenzano il processo di digestione anaerobica e sullo stato dell'arte delle tecnologie di digestione – è stato definito un modello di calcolo in grado di simulare il comportamento di un digestore anaerobico al variare delle condizioni al contorno (quali ad esempio la composizione della biomassa in input al digestore e la concentrazione della biomassa all'interno del substrato). L'approccio utilizzato deriva da un'analisi di letteratura ed è di tipo “black box”. Più in dettaglio, il modello matematico è fondamentalmente basato su bilanci di massa che coinvolgono la biomassa, il substrato organico e il biogas prodotto e consente di stimare le caratteristiche e la composizione del biogas prodotto sulla base delle caratteristiche della corrente in input al digestore. Inoltre, tale modello risulta indispensabile per il successivo sviluppo di un modello di calcolo necessario allo studio dell'integrazione tra digestore e micro-cogeneratore e alla successiva simulazione delle prestazioni del sistema integrato rispetto alle utenze da servire. Il modello sviluppato, infatti, unitamente ai fabbisogni di acqua calda sanitaria ed energia elettrica di un'utenza domestica concordata con ENEA, è stato impiegato – nell'ambito della Fase II del presente studio – per definire la taglia del sistema integrato di produzione e riconversione del biogas ed ha consentito di orientare la ricerca di mercato che è stata condotta per individuare alcuni possibili digestori anaerobici in commercio idonei per l'applicazione oggetto di analisi.

FASE II – Definizione del sistema di conversione del biogas

In tale fase sono state condotte un'analisi sullo stato dell'arte delle diverse tecnologie cogenerative di piccola taglia per la conversione del biogas (microturbine a gas, motori a combustione interna, motori Stirling, celle a combustibile e cicli Rankine organici) ed un'analisi di mercato volta ad individuare – sulla base dei fabbisogni di acqua calda sanitaria ed energia elettrica registrati per un'utenza domestica sita nell'isola di Lampedusa – alcune possibili alternative per il sistema integrato che si intende realizzare. Per ciascun modello di micro-cogeneratore commerciale, inoltre, è stato creato un modello che consente di valutarne le prestazioni in relazione al profilo di fabbisogno dell'utenza. Infine, è stata elaborata un'ipotesi di architettura per il banco prova (oggetto di realizzazione durante la seconda annualità) per ciascuna tecnologia micro-cogenerativa. Nel dettaglio, l'analisi del profilo di fabbisogno termico per acqua calda

sanitaria dell'utenza in esame ha evidenziato che il micro-cogeneratore da installare presso l'utenza stessa debba avere una taglia che consenta di poter recuperare circa 2 kW di potenza termica, al fine di soddisfare il fabbisogno termico durante tutto l'anno. Di conseguenza, i diversi micro-cogeneratori commerciali, individuati da ENEA, sono stati analizzati tramite un modello appositamente sviluppato, al fine di valutare il funzionamento di ciascuna tecnologia durante l'intero periodo considerato e di individuare di conseguenza la tecnologia (o le tecnologie) di conversione del biogas più idonea al contesto, così come la taglia del biodigestore ad essa integrato. Il modello di calcolo creato, sulla base del profilo di fabbisogno di ACS dell'utenza (noto con time step pari a 15 min) e sulla base delle specifiche tecniche del micro-cogeneratore, ha consentito di valutare per ciascun time step il funzionamento dell'impianto di produzione di ACS. Nel dettaglio, il modello di calcolo considera che il sistema per la produzione di acqua calda sanitaria includa, oltre al cogeneratore e al biodigestore, anche un serbatoio di accumulo termico. Pertanto, per ciascun time step e per ciascuna tecnologia di riconversione del biogas, la logica di funzionamento adottata è la seguente:

1. valutazione della potenza termica richiesta dall'utenza ($Q_{th,ut}$):
 - se $Q_{th,ut} = 0$, allora il sistema cogenerativo è spento e l'energia termica accumulata all'interno del serbatoio resta invariata;
 - se $Q_{th,ut} > 0$, viene verificata la presenza o meno di energia termica accumulata all'interno del serbatoio ($E_{th,acc}$). Nel caso in cui la disponibilità dell'accumulo sia maggiore o uguale rispetto alla richiesta dell'utenza ($E_{th,acc} \geq E_{th,acc}$), allora il micro-cogeneratore non lavora e viene impiegato l'accumulo per soddisfare il fabbisogno dell'utenza. Viceversa, nel caso in cui la disponibilità dell'accumulo non sia sufficiente ($E_{th,acc} < E_{th,acc}$), il micro-cogeneratore compenserà il fabbisogno residuo;
2. valutazione delle potenze elettrica e termica prodotte dal cogeneratore, della potenza introdotta con il combustibile e della variazione di energia termica accumulata all'interno del serbatoio;
3. valutazione della massa di biogas che deve essere disponibile in quel determinato step, sulla base della potenza introdotta con il combustibile (calcolata al punto 2) e del potere calorifico stimato per il biogas (dato di input del modello).

Una volta determinato il funzionamento del cogeneratore durante l'intero periodo in esame, viene definita la taglia del digestore anaerobico, assumendo che operi con un rateo di produzione costante e tale da garantire la portata in massa di biogas richiesta in ogni momento nell'arco del periodo analizzato.

Tale modello è stato quindi applicato a diversi micro-CHP commerciali (Stirling, SOFC, μ TG e MCI) e considerando due diversi valori per il potere calorifico inferiore del biogas (25000 kJ/kg e 38000 kJ/kg), in ragione della variabilità della composizione dello stesso al termine di un processo di digestione anaerobica. L'applicazione del modello appena descritto ha evidenziato come i modelli commerciali di cella a combustibile di tipo SOFC individuati sul mercato non consentano di soddisfare interamente i fabbisogni di ACS dell'utenza. Per quanto riguarda gli altri cogeneratori analizzati, invece, la valutazione del loro funzionamento durante il periodo in analisi ha consentito di individuare la taglia del digestore anaerobico che deve essere ad essi integrato: essa deve essere tale da garantire che il serbatoio di accumulo del biogas contenga – per ogni time step – almeno la massa di biogas che in quel time step consente di soddisfare il fabbisogno dell'utenza e che è stata valutata tramite le simulazioni effettuate. Tale massa è compresa all'interno del range 17÷44 kg, a seconda del cogeneratore e dell'LHV del biogas stesso. Pertanto, considerando una densità del biogas pari a 1.2 kg/Nm³, si determina che il serbatoio di accumulo del digestore anaerobico debba contenere un volume di biogas compreso tra 14 Nm³ e 37 Nm³. Sono stati quindi individuati alcuni modelli commerciali di digestori anaerobici presenti sul mercato, tra quelli di piccola taglia per applicazioni domestiche.

Si precisa che la scelta finale dei sistemi e la fornitura dei modelli commerciali da testare nelle successive annualità (sia relativamente al digestore che al micro-cogeneratore) verranno effettuate di comune accordo con ENEA sulla base dei risultati ottenuti durante la prima annualità da entrambi i partner e che, in ragione della scalabilità delle analisi e delle simulazioni svolte, la taglia di tali sistemi potrà essere diversa (in particolare inferiore) rispetto a quella determinata con l'analisi oggetto del presente studio.

Per ciascuna tecnologia micro-cogenerativa (ORC, Stirling, SOFC, μ TG e MCI), infine, è stata elaborata un'ipotesi di architettura per il banco prova oggetto di realizzazione durante la seconda annualità. Lo schema generale del banco prova include (i) due bombole (contenenti rispettivamente metano e CO_2), ciascuna delle quali presenta a valle un riduttore di pressione, (ii) un mixer per consentire di analizzare un biogas con diverse percentuali di metano, (iii) il sistema cogenerativo, (iv) un carico elettronico che consenta di simulare l'utenza elettrica ed (v) uno scambiatore di calore che consenta di analizzare l'utenza termica. Per data tecnologia, sono stati quindi individuati tutti i sensori di misura necessari al monitoraggio e al controllo del banco prova.

Da un confronto tra le diverse tecnologie in esame, risulta che la caratteristica dei motori Stirling di avere una camera di combustione esterna risulta particolarmente interessante e vantaggiosa per l'applicazione oggetto di analisi: infatti, una camera di combustione esterna è più flessibile alle variazioni di composizione del biogas. A tale proposito, si ricorda che la finalità dello studio è l'installazione di sistemi per la produzione e la riconversione di biogas nell'ambito di utenze residenziali site in piccole isole. In tale contesto, la biomassa (costituita da rifiuti domestici) in ingresso al digestore avrà facilmente una composizione variabile, e di conseguenza anche il biogas prodotto.

9 Riferimenti Bibliografici

- [1] Cecchi, F., Battistoni, P., Pavan, P., Bolzonella, D., Innocenti, L. Digestione anaerobica della frazione organica dei rifiuti solidi - Aspetti fondamentali, progettuali, gestionali, di impatto ambientale ed integrazione con la depurazione delle acque reflue. APAT – Agenzia per la Protezione dell’Ambiente e per i Servizi Tecnici, Manuali e linee guida 13/2005.
- [2] Canovai, A. La digestione anaerobica - Matrici trattate, sviluppo impiantistico e bilancio economico. Forum delle imprese per lo Sviluppo Sostenibile, Giugno 2016.
- [3] Adani, F., D’Imporzano, G. Digestione anaerobica. Politecnico di Milano. www.ilbiogas.it
- [4] Fedailaine, M., Moussi, K., Khitous, M., Abada, S., Saber, M., Tirichine, N. Modeling of the anaerobic digestion of organic waste for biogas production. *Procedia Computer Science*, 52 (2015) 730-737.
- [5] Haldane Model, https://topocondmat.org/w4_haldane/haldane_model.html
- [6] Lokshina, L. Y. A., Vavilin, V. A., Kettunen, R. H., Rintala, J. A., Holliger, C., Nozhevnikova, A. N. Evaluation of kinetic coefficients using integrated Monod and Haldane models for low-temperature acetoclastic methanogenesis. *Water Research*, 35 (2001) 2913-2922.
- [7] Bouguelia A. Reconnaissance et mesure des paramètres chimiques déterminants dans la biogénèse contrôlée du méthane. Laboratoire Chimie Solaire, Université des Sciences et de la Technologie Houari Boumediene (1984) 42.
- [8] Benyahia, B. Modélisation et observation des bioprocédés à membranes : application à la digestion anaérobie, Laboratoire d’Automatique. L’Université de Tlemcen. Algérie, Laboratoire de Biotechnologie de l’Environnement. Narbonne. Université de Montpellier 2, France, (2012).
- [9] Ossiansson, E., Lidholm, O. Modeling Anaerobic Digestion, Water and Environmental Engineering, Department of Chemical Engineering, Lund University, (2008) 12.
- [10] Presura, A., Robescu, L. D., Panaitecu, I. I., Raja, S. C., Constanța, S. A. Modeling and Simulation of Biological Anaerobic Treatment of Sludge Resulted from Wastewater Treatment. Recent Advances in Energy, Environment, Economics and Technological Innovation, ISBN 978-960-474-343-8, (2010) 55-60.
- [11] Siegrist, H., Vogt, D., Garcia-Heras, J., Gujer, W. Mathematical model for meso- and thermophilic anaerobic sewage sludge digestion. *Environmental Science and Technology*, 36 (5) (2002) 1113-1123.
- [12] Nakhla G, Liu V, Bassi A. Kinetic modeling of aerobic biodegradation of high oil and grease rendering wastewater. *Bioresource Technology*, 97 (2006) 131-139.
- [13] Bianchi, M., De Pascale, A., Spina, P. R. Guidelines for residential micro-CHP systems design. *Applied Energy*, 97 (2012) 673-685.
- [14] Negri di Montenegro, G., Bianchi, M., Peretto, A. Sistemi Energetici e macchine a fluido. Pitagora Editrice Bologna, 2009.
- [15] Comitato Termotecnico Italiano. Apparecchi per la conversione del Biogas. Progetto INTERREG IIIA, 2007.
- [16] Animated Engines. Copyright 2000. Keveney.com
- [17] Sileo, M. La micro-cogenerazione a gas naturale: una nuova via del risparmio energetico
- [18] Aricò, A., Baglio, V., Barison, S., Marchionni, A., Matera, F., Sanson, A., Vizza, F., McPhail S. Celle a combustibile: in Decarbonizzazione dell’economia italiana – Il catalogo delle tecnologie energetiche. ENEA, 2017.
- [19] Sharaf, O. Z., Orhan, M. F. An overview of fuel cell technology: Fundamentals and applications. *Renewable and Sustainable Energy Review*, 32 (2014) 810-853.
- [20] Branchini, L., De Pascale, A., Peretto, A. (2013). Systematic comparison of ORC configurations by means of comprehensive performance indexes. *Applied Thermal Engineering*, 61, 129-140.
- [21] Bianchi, M., Branchini, L., Casari, N., De Pascale, A., Melino, F., Ottaviano, S., Pinelli, M., Spina, P.R., Suman, A. (2019). Experimental analysis of a micro-ORC driven by piston expander for lowgrade heat recovery. *Applied Thermal Engineering*, 148, 1278-1291.
- [22] Beccali, M., Lo Brano, V., Ippolito, M., Zizzo, G., Ciulla, G., Leone, G., Finocchiaro, P. Simulazione e confronto di tecnologie per la climatizzazione e l’acqua calda sanitaria installate presso gli utenti finali delle isole minori non connesse alla RTN al fine di ridurre i costi energetici ed efficientare il sistema

elettrico isolano. Report Ricerca di Sistema Elettrico, Accordo di Programma Ministero dello Sviluppo Economico – ENEA, Piano Annuale di Realizzazione 2016. RdS/PAR2016/078, https://www.enea.it/it/Ricerca_sviluppo/energia/ricerca-di-sistema-elettrico/accordo-di-programma-MiSE-ENEA-2015-2017/efficienza-energetica-negli-usi-finali/edifici-intelligenti/report-2016

[23] HomeBiogas, <https://www.homebiogas.com/Products/HomeBiogas2>

[24] BioBowser, <https://biobowserrenewabletechnologies.com.au/foodie-composter/>

[25] B-Sustain™, <http://bsustain.in/domestic.html>

10 Abbreviazioni ed acronimi

D	rateo di diluizione della biomassa [d^{-1}]
E	energia [kWh]
I	indice elettrico [-]
K_d	rateo di separazione dei microrganismi [d^{-1}]
K_i	coefficiente di inibizione [g/L]
K_{mx}	rateo di degradazione del substrato per il mantenimento dei microrganismi [g/g]
K_s	costante di semi-saturazione [g/L]
K_{sx}	rateo di degradazione del substrato per la crescita dei microrganismi [g/g]
LHV	potere calorifico inferiore [kJ/kg]
$\dot{m}$	portata in massa [kg/s]
p	pressione [bar]
P	potenza elettrica [kW]
Q	portata in volume [L/d]
$\dot{Q}$	potenza termica [kW]
S	concentrazione di substrato [g/L]
T	temperatura [K]
T	tempo [d]
V	volume [m^3]
X	concentrazione biomassa [g/L]
Y	coefficiente di produzione di nuove cellule [g/g]
Z	concentrazione di metano nel biogas [g/L]

Simboli greci

η	efficienza [-]
μ	rateo di crescita dei microrganismi anaerobici [d^{-1}]

Acronimi

ACS	Acqua Calda Sanitaria
AFC	Alcaline Fuel Cell
C	Compressore
CC	Camera di Combustione
CHP	Combined Heat and Power
M	Mixer
MCI	Motore a Combustione Interna
ORC	Organic Rankine Cycle
PEM	Proton Exchange Membrane
R	Recuperatore
RP	Riduttore di Pressione
SC	Scambiatore di Calore
SOFC	Solid Oxide Fuel Cell
T	Turbina
TG	Turbina a Gas

Pedici e apici

acc	accumulo
el	elettrico
f	finale

i	iniziale
max	massimo
s	biogas
t	substrato
th	termico
ut	utenza

11 Indice delle figure

Figura 1 – Decomposizione anaerobica delle principali sostanze organiche.	7
Figura 2 – Fasi della digestione anaerobica.	8
Figura 3 – Trasformazione del substrato durante un processo di digestione anaerobica [2].	9
Figura 4 – Schematizzazione di un digestore anaerobico secondo un approccio di tipo black box.	13
Figura 5 – Schema generale di una micro-turbina a gas.	17
Figura 6 – Schema generale di una micro-turbina a gas in assetto cogenerativo.	18
Figura 7 – Schema generale di un motore a combustione interna in assetto cogenerativo.	19
Figura 8 – Schema generale di un motore Stirling [16].	20
Figura 9 – Schema generale di un motore Stirling in assetto cogenerativo [17].	21
Figura 10 – Schema generale di una cella a combustibile.	22
Figura 11 – Schema generale di un Ciclo Rankine Organico (ORC).	24
Figura 12 – Profilo di fabbisogno termico per ACS nel periodo compreso tra il 3 agosto 2017 e il 10 aprile 2018 (time step di 15 min).	27
Figura 13 – Profilo di fabbisogno termico per ACS nella giornata del 15 febbraio 2018: fabbisogno complessivo giornaliero di ACS pari a 8874.7 Wh.	28
Figura 14 – Profilo di fabbisogno termico per ACS nella giornata del 27 febbraio 2018: fabbisogno complessivo giornaliero di ACS pari a 8667.8 Wh.	29
Figura 15 – Profilo di fabbisogno termico per ACS nella giornata del 12 marzo 2018: fabbisogno complessivo giornaliero di ACS pari a 7655.2 Wh.	30
Figura 16 – Profilo di fabbisogno termico per ACS nella giornata del 22 marzo 2018: fabbisogno complessivo giornaliero di ACS pari a 10248.0 Wh.	31
Figura 17 – Profilo di fabbisogno termico per ACS nella giornata del 7 agosto 2017: fabbisogno complessivo giornaliero di ACS pari a 2512.3 Wh.	32
Figura 18 – Profilo di fabbisogno termico per ACS nella giornata del 30 agosto 2017: fabbisogno complessivo giornaliero di ACS pari a 2507.4 Wh.	33
Figura 19 – Fabbisogno di energia elettrica dell’utenza considerata in funzione del mese.	34
Figura 20 – Profilo di potenza elettrica prodotta dal cogeneratore CHP #1 (15/02/2018).	38
Figura 21 – Profilo di potenza termica recuperata dal cogeneratore CHP #1 (15/02/2018).	38
Figura 22 – Profilo di potenza introdotta con il combustibile nel cogeneratore CHP #1 (15/02/2018).	38
Figura 23 – Profilo di energia termica disponibile dall’accumulo nel caso CHP #1 (15/02/2018).	38
Figura 24 – Profilo di potenza elettrica prodotta dal cogeneratore CHP #1 (27/02/2018).	39
Figura 25 – Profilo di potenza termica recuperata dal cogeneratore CHP #1 (27/02/2018).	39
Figura 26 – Profilo di potenza introdotta con il combustibile nel cogeneratore CHP #1 (27/02/2018).	39
Figura 27 – Profilo di energia termica disponibile dall’accumulo nel caso CHP #1 (27/02/2018).	39
Figura 28 – Profilo di potenza elettrica prodotta dal cogeneratore CHP #1 (12/03/2018).	40
Figura 29 – Profilo di potenza termica recuperata dal cogeneratore CHP #1 (12/03/2018).	40
Figura 30 – Profilo di potenza introdotta con il combustibile nel cogeneratore CHP #1 (12/03/2018).	40
Figura 31 – Profilo di energia termica disponibile dall’accumulo nel caso CHP #1 (12/03/2018).	40
Figura 32 – Profilo di potenza elettrica prodotta dal cogeneratore CHP #1 (22/03/2018).	41
Figura 33 – Profilo di potenza termica recuperata dal cogeneratore CHP #1 (22/03/2018).	41
Figura 34 – Profilo di potenza introdotta con il combustibile nel cogeneratore CHP #1 (22/03/2018).	41
Figura 35 – Profilo di energia termica disponibile dall’accumulo nel caso CHP #1 (22/03/2018).	41
Figura 36 – Profilo di potenza elettrica prodotta dal cogeneratore CHP #2 (15/02/2018).	42
Figura 37 – Profilo di potenza termica recuperata dal cogeneratore CHP #2 (15/02/2018).	42
Figura 38 – Profilo di potenza introdotta con il combustibile nel cogeneratore CHP #2 (15/02/2018).	42
Figura 39 – Profilo di energia termica disponibile dall’accumulo nel caso CHP #2 (15/02/2018).	42
Figura 40 – Profilo di potenza elettrica prodotta dal cogeneratore CHP #2 (27/02/2018).	43
Figura 41 – Profilo di potenza termica recuperata dal cogeneratore CHP #2 (27/02/2018).	43

[illegible]

Figura 93 – Profilo di potenza termica recuperata dal cogeneratore CHP #7 (12/03/2018).	56
Figura 94 – Profilo di potenza introdotta con il combustibile nel cogeneratore CHP #7 (12/03/2018).	56
Figura 95 – Profilo di energia termica disponibile dall'accumulo nel caso CHP #7 (12/03/2018).	56
Figura 96 – Profilo di potenza elettrica prodotta dal cogeneratore CHP #7 (22/03/2018).	57
Figura 97 – Profilo di potenza termica recuperata dal cogeneratore CHP #7 (22/03/2018).	57
Figura 98 – Profilo di potenza introdotta con il combustibile nel cogeneratore CHP #7 (22/03/2018).	57
Figura 99 – Profilo di energia termica disponibile dall'accumulo nel caso CHP #7 (22/03/2018).	57
Figura 100 – Consumo di biogas CHP #1 e produzione necessaria nell'orizzonte temporale (3 agosto 2017-10 aprile 2018, ogni time step corrisponde a 15 min) e per l'utenza considerati (LHV = 25000 kJ/kg).	61
Figura 101 – Quantitativo di biogas disponibile in funzione del time step (3 agosto 2017-10 aprile 2018, ogni time step corrisponde a 15 min) (CHP #1, LHV = 25000 kJ/kg).	61
Figura 102 – Consumo di biogas CHP #1 e produzione necessaria nell'orizzonte temporale (3 agosto 2017-10 aprile 2018, ogni time step corrisponde a 15 min) e per l'utenza considerati (LHV = 38000 kJ/kg).	61
Figura 103 – Quantitativo di biogas disponibile in funzione del time step (3 agosto 2017-10 aprile 2018, ogni time step corrisponde a 15 min) (CHP #1, LHV = 38000 kJ/kg).	61
Figura 104 – Consumo di biogas CHP #2 e produzione necessaria nell'orizzonte temporale (3 agosto 2017-10 aprile 2018, ogni time step corrisponde a 15 min) e per l'utenza considerati (LHV = 25000 kJ/kg).	62
Figura 105 – Quantitativo di biogas disponibile in funzione del time step (3 agosto 2017-10 aprile 2018, ogni time step corrisponde a 15 min) (CHP #2, LHV = 25000 kJ/kg).	62
Figura 106 – Consumo di biogas CHP #2 e produzione necessaria nell'orizzonte temporale (3 agosto 2017-10 aprile 2018, ogni time step corrisponde a 15 min) e per l'utenza considerati (LHV = 38000 kJ/kg).	62
Figura 107 – Quantitativo di biogas disponibile in funzione del time step (3 agosto 2017-10 aprile 2018, ogni time step corrisponde a 15 min) (CHP #2, LHV = 38000 kJ/kg).	62
Figura 108 – Consumo di biogas CHP #5 e produzione necessaria nell'orizzonte temporale (3 agosto 2017-10 aprile 2018, ogni time step corrisponde a 15 min) e per l'utenza considerati (LHV = 25000 kJ/kg).	63
Figura 109 – Quantitativo di biogas disponibile in funzione del time step (3 agosto 2017-10 aprile 2018, ogni time step corrisponde a 15 min) (CHP #5, LHV = 25000 kJ/kg).	63
Figura 110 – Consumo di biogas CHP #5 e produzione necessaria nell'orizzonte temporale (3 agosto 2017-10 aprile 2018, ogni time step corrisponde a 15 min) e per l'utenza considerati (LHV = 38000 kJ/kg).	63
Figura 111 – Quantitativo di biogas disponibile in funzione del time step (3 agosto 2017-10 aprile 2018, ogni time step corrisponde a 15 min) (CHP #5, LHV = 38000 kJ/kg).	63
Figura 112 – Consumo di biogas CHP #6 e produzione necessaria nell'orizzonte temporale (3 agosto 2017-10 aprile 2018, ogni time step corrisponde a 15 min) e per l'utenza considerati (LHV = 25000 kJ/kg).	64
Figura 113 – Quantitativo di biogas disponibile in funzione del time step (3 agosto 2017-10 aprile 2018, ogni time step corrisponde a 15 min) (CHP #6, LHV = 25000 kJ/kg).	64
Figura 114 – Consumo di biogas CHP #6 e produzione necessaria nell'orizzonte temporale (3 agosto 2017-10 aprile 2018, ogni time step corrisponde a 15 min) e per l'utenza considerati (LHV = 38000 kJ/kg).	64
Figura 115 – Quantitativo di biogas disponibile in funzione del time step (3 agosto 2017-10 aprile 2018, ogni time step corrisponde a 15 min) (CHP #6, LHV = 38000 kJ/kg).	64
Figura 116 – Consumo di biogas CHP #7 e produzione necessaria nell'orizzonte temporale (3 agosto 2017-10 aprile 2018, ogni time step corrisponde a 15 min) e per l'utenza considerati (LHV = 25000 kJ/kg).	65
Figura 117 – Quantitativo di biogas disponibile in funzione del time step (3 agosto 2017-10 aprile 2018, ogni time step corrisponde a 15 min) (CHP #7, LHV = 25000 kJ/kg).	65
Figura 118 – Consumo di biogas CHP #7 e produzione necessaria nell'orizzonte temporale (3 agosto 2017-10 aprile 2018, ogni time step corrisponde a 15 min) e per l'utenza considerati (LHV = 38000 kJ/kg).	65
Figura 119 – Quantitativo di biogas disponibile in funzione del time step (3 agosto 2017-10 aprile 2018, ogni time step corrisponde a 15 min) (CHP #7, LHV = 38000 kJ/kg).	65
Figura 120 – Schema generale del banco prova per la produzione di energia elettrica e acqua calda sanitaria a partire da biogas.	69
Figura 121 – Schema elaborato nel caso di banco prova per una micro-turbina a gas.	70
Figura 122 – Schema elaborato nel caso di banco prova per un motore a combustione interna.	72

Figura 123 – Schema elaborato nel caso di banco prova per un motore Stirling.	73
Figura 124 – Schema elaborato nel caso di banco prova per una cella a combustibile.....	74
Figura 125 – Schema elaborato nel caso di banco prova per un ORC.....	75

12 Indice delle tabelle

Tabella 1 – Parametri e coefficienti del modello “black box” che simula il comportamento di un digestore anaerobico [7-12].	16
Tabella 2 – Confronto tecnologie di piccola taglia per la conversione del biogas: taglie e parametri prestazionali.	25
Tabella 3 – Tecnologie micro-cogenerative commerciali alimentate da biogas.....	35
Tabella 4 – Sistemi micro-cogenerativi analizzati.	36
Tabella 5 – Risultati energetici e ore di funzionamento del CHP durante l’intero periodo di funzionamento.	59

13 Curriculum del gruppo di lavoro

Il gruppo di lavoro del Dipartimento di Ingegneria Industriale dell'Alma Mater Studiorum – Università di Bologna che ha partecipato alla presente ricerca è composto da: Prof. Francesco Melino (responsabile scientifico dell'attività), dal Prof. Andrea De Pascale (membro del gruppo di lavoro), dall'Ing. Lisa Branchini (membro del gruppo di lavoro) e dall'Ing. Maria Alessandra Ancona (membro del gruppo di lavoro).

In breve:

Francesco Melino, Professore Associato di Macchine a Fluido (ING/IND08) responsabile del Laboratorio di Microreti di Generazione ed Accumulo dell'Università di Bologna, Vicedirettore del Centro Interdipartimentale di Ricerca Industriale su Fonti Rinnovabili, Ambiente, Mare ed Energia (CIRI-FRAME) dell'Università di Bologna e Chair dell'Industrial & Cogeneration Committee dell'American Society of Mechanical Engineering (ASME). Autore di oltre cento pubblicazioni scientifiche prevalentemente su riviste e congressi internazionali, svolge attività di ricerca sui temi delle reti complesse di trasporto dell'energia elettrica, termica frigorifera e del combustibile.

Andrea De Pascale, Professore Associato di Macchine a Fluido (ING/IND08), responsabile del Laboratorio di Tecnologie di Micro-Generazione del Dipartimento di Ingegneria Industriale dell'Università di Bologna. Vice Direttore del Corso di Dottorato In Meccanica e Scienze Avanzate dell'Ingegneria. Autore di oltre 100 pubblicazioni scientifiche, prevalentemente su riviste e congressi internazionali, svolge attività di ricerca sui temi del recupero energetico di cascami termici a bassa entalpia.

Lisa Branchini, Ricercatrice Macchine a Fluido (ING/IND08), svolge attività di ricerca – sia analitica che sperimentale – nel settore dei sistemi microcogenerativi innovativi oltre che nel campo dell'integrazione tra generatori rinnovabili e dispositivi di accumulo dell'energia elettrica e termica. Autrice di oltre 50 pubblicazioni scientifiche, prevalentemente su riviste e congressi internazionali.

Maria Alessandra Ancona, Assegnista Senior, svolge attività di ricerca nel campo delle smart grid con particolare riferimento ai metodi e alle strategie di integrazione tra sistemi di accumulo dell'energia e generatori elettrici e termici rinnovabili non programmabili. Autrice di oltre 30 pubblicazioni scientifiche, prevalentemente su riviste e congressi internazionali.